

Hydrogène vert

**dans le transport lourd routier au Québec :
une revue de littérature.**

Décembre 2022



Hydrogène vert

dans le transport lourd routier au Québec : une revue de littérature.

Auteurs

Daniela Bellon Monsalve, Ph.D. (C)

Institut de recherche sur l'hydrogène

Ahmed Hourri, Ph.D.

Institut de recherche sur l'hydrogène

Loïc Boulon, Ph.D.

Institut de recherche sur l'hydrogène

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude envers MITACS, INNOVÉE et PROPULSION QUÉBEC pour leur soutien financier, qui a rendu possible la réalisation de cette étude.

Décembre 2022



TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
1. ÉTAT DE L'ART ET INITIATIVES EXISTANTES DANS LE MONDE.....	6
1.1. SOMMAIRE DE L'ÉTAT ACTUEL DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION MONDIALE DE L'HYDROGÈNE.....	6
1.1.1. La production d'hydrogène.....	6
1.1.2. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports.....	8
1.2. ÉTAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE.....	10
1.2.1. Le moteur à combustion interne diesel dans les véhicules routiers lourds.....	13
1.2.2. La batterie électrique dans les véhicules routiers lourds.....	14
1.2.3. La pile à combustible à hydrogène dans les véhicules routiers lourds.....	16
1.2.4. Comparaison véhicules lourds diesel (VLD), à batterie électrique (VLEB) et véhicules lourds à pile à combustible à hydrogène (VLPH)..	18
1.2.5. Coût total de possession.....	21
1.3. PROJETS D'ESSAI ET DE DÉMONSTRATION DANS LE MONDE.....	38
2. L'HYDROGÈNE AU CANADA ET QUÉBEC.....	43
2.1. LA PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE.....	44
2.1.1. Potentiel de la production d'hydrogène par électrolyse au Québec.....	47
2.1.2. Potentiel de la production de l'hydrogène par biomasse au Québec.....	49
2.2. INFRASTRUCTURES D'HYDROGÈNE.....	49
2.2.1. Quelle pression de stockage en hydrogène pour les camions lourds	52
2.3. PROJETS ACTUELS ET FUTURS.....	53
2.3.1. Initiatives au Canada.....	53
2.3.2. Initiatives au Québec.....	54
3. SECTEUR DES TRANSPORTS AU QUÉBEC.....	56
3.1. ÉVOLUTION DU SECTEUR DU TRANSPORT.....	56

3.2.	CONSOMMATION D'ÉNERGIE.....	57
3.3.	ACTEURS PRINCIPAUX AU CANADA ET AU QUÉBEC	60
4.	L'HYDROGÈNE POUR LES VÉHICULES LOURDS AU QUÉBEC	62
4.1.	CONSIDÉRATIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES.....	62
4.1.1.	Opérations dans des conditions climatiques de froid extrême.....	62
4.1.2.	La production d'hydrogène.....	64
4.1.3.	L'infrastructure du réseau de distribution.....	64
4.2.	ÉVOLUTION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE	67
4.3.	OPPORTUNITÉS ET BARRIÈRES À LA MISE EN ŒUVRE.....	68
5.	CONCLUSIONS.....	73
	RÉFÉRENCES.....	76
	ADDENDUM : MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE ET L'HYDROGÈNE LIQUIDE.....	81

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Domaines d'applications attendus des véhicules électriques à batterie (VEB) et des véhicules à pile à combustible (VPH) dans le futur transport routier.....	3
Figure 2. Production de l'hydrogène dans le monde en 2020 et 2021.	7
Figure 3. Consommation de l'hydrogène dans le transport routier par segment de véhicules (2019-2020).....	8
Figure 4. Comparaison de la masse des composants de différentes technologies pour un tracteur semi-remorque	12
Figure 5. Estimation du poids de la tare d'un véhicule lourd à pile à combustible et diesel, parcourant 1000 km avec une charge utile de 17 tonnes. Une efficacité énergétique de $2,2 L_{\text{Diesel}}/100 \text{ km}$ et de $8 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$ est assumée.....	12
Figure 6. Système de propulsion des véhicules diesel conventionnels.	13
Figure 7. Propulsion électrique de véhicules à batterie.....	15
Figure 8. Train électrique de véhicules à batterie.....	17
Figure 9. Comparaison du niveau de maturité des technologies à batterie et des piles à combustible pour les camions lourds.	19
Figure 10. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2020.....	24
Figure 11. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2025.	24
Figure 12. Évolution des prix moyens des grands consommateurs d'énergie ($\text{€}/\text{kWh}$)	29
Figure 13. Coût total de possession actuel et futur des carburants et des groupes motopropulseurs.....	31
Figure 14. Réductions de coûts estimées pour les composants des camions tracteurs à pile à hydrogène en 2030 et la composition estimée des coûts en 2030	32

Figure 15. Itinéraires de livraison d'H ₂ depuis une installation de production centralisée jusqu'aux SRH : A) H ₂ comprimé par tubes trailers, B) H ₂ liquide par camions C) H ₂ comprimé par pipelines	34
Figure 16. Coût du ravitaillement en H ₂ (C\$/kgH ₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement.	36
Figure 17. Coûts d'investissement des SRH en fonction de la capacité.	37
Figure 18. Déploiements mondiaux de camions VLPH (effectifs ou prévus).	38
Figure 19. Étude de cas 1 : itinéraire long courrier avec des camions 40 t ..	41
Figure 20. Étude de cas 2 : itinéraire moyen/long courrier avec des camions 27 t	41
Figure 21. Étude de cas 3 : itinéraire de distribution régional avec des camions 18 t	42
Figure 22. Potentiel de production d'hydrogène du Canada	43
Figure 23. Production d'hydrogène au Québec selon la source d'intrant, 2021	46
Figure 24. Projection de croissance de la demande en hydrogène	46
Figure 25. Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM (\$ US)	48
Figure 26. SRH par région et rapport entre les véhicules électriques à pile à combustible et les SRH.....	50
Figure 27. Évolution du nombre de camions et de voitures vendus (gauche) et des dépenses liées aux ventes de véhicules (droit) au Québec, 1990 à 2020.....	56
Figure 28. Évolution de la consommation d'énergie par mode de transport au Québec, 1990 à 2019.	57
Figure 29. Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO ₂ - Secteur transport.....	60
Figure 30. Comparatif des différents modes de propulsion des camions .	62

Figure 31. Stratégie de déploiement des stations H ₂	66
Figure 32. Évolution du cadre réglementaire dans le secteur du camionnage au Québec, 2013-2021	67
Figure 33. Trois axes et six objectifs pour décarboner, innover et rayonner.	68
Figure 34. Accélérateurs et barrières pour le déploiement des camions H ₂	69
Figure 35. Vue d'ensemble des obstacles pour les VLPH et priorité pour la R&D à court terme	70
Figure 36. Constats et recommandations	72
Figure 37. Constats et recommandations	72

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Avantages et désavantages des trois groupes motopropulseurs	20
Tableau 2. Coût d'acquisition du véhicule selon à la technologie	22
Tableau 3. Modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés.....	25
Tableau 4. Coût des principaux composants de chaque technologie.	25
Tableau 5. L'effet du coût du gaz naturel et de l'échelle de production (tH ₂ /jour) sur le coût de la production d'hydrogène bleu.	27
Tableau 6. Coûts de l'électrolyseur PEM.	28
Tableau 7. L'effet du coût de l'électricité et des heures de fonctionnement annuel (hrs/an) sur le coût de la production d'hydrogène vert.....	28
Tableau 8. Modèles de camions électriques à pile à combustible pour poids lourds.....	40
Tableau 9. Production d'hydrogène au Québec, 2021.....	45
Tableau 10. Installations d'hydrogène électrolytique au Canada.....	47
Tableau 11. stations de ravitaillement d'hydrogène au Canada	51
Tableau 12. Production d'hydrogène à venir, au Québec.	54
Tableau 13. Évolution distances parcourues et consommation de carburant du parc de véhicules au Québec, 1990 à 2019.....	58
Tableau 14. Nombre total de VPH pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec.....	59

INTRODUCTION

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) contribuent de manière significative au changement climatique, à la pollution locale et atmosphérique et aux effets négatifs sur la santé. Au Canada, le secteur du transport (routier, aérien, maritime et ferroviaire) représente la deuxième source d'émissions de GES, représentant 24 % des émissions totales au niveau national avec 159 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO₂) émises en 2020. De ces émissions, les véhicules lourds alimentés au diesel (VLD) pour le transport des marchandises sont responsables de 36 % avec 58,5 Mt d'éq. CO₂ [1]. Le Canada, possède un parc de plus de 2 millions de véhicules lourds, avec une augmentation annuelle moyenne d'environ 2 % [2]. Pour sa part, la province de Québec figure parmi les 5 premiers émetteurs au Canada, avec une contribution totale de 76,2 Mt d'éq. CO₂ en 2020 [3], dont les transports représentent 32,6 % (29,4 Mt d'éq. CO₂), et les VLD sont responsables de 12,8 % des émissions totales de la province (9,8 Mt d'éq. CO₂) [4].

D'un autre côté, afin de respecter son engagement en vertu de l'accord de Paris, soit de réduire les émissions nationales de GES de 40 à 45% par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030, avec un engagement d'atteindre la carboneutralité en 2050, le Canada a publié le 29 mars 2022, *le Plan de réduction des émissions pour 2030* [5]. En plus des mesures de réductions des GES dans tous les secteurs, ce Plan lance une stratégie intégrée visant à réduire les émissions des véhicules moyens et lourds (VML), de façon que les véhicules à zéro émission (VZE) représentent 35 % des ventes totales des VML d'ici 2030. Le Québec a aussi établi son plan concernant sa politique - cadre en matière d'électrification et de changement climatique. Son *Plan pour une économie verte 2030 - Plan de mise en œuvre 2022-2027* [6], visait dans sa première version de 2021-2026 à réduire les émissions du transport

globales de GES du Québec de 37,5 % par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030. Dans sa version récente de 2022-2027, ce *Plan* rehausse les ressources destinées à l'électrification des camions, des parcs de véhicules commerciaux et des autobus. Ce Plan prévoit aussi d'injecter des investissements supplémentaires de 46,4 millions de dollars dans le programme Écocamionnage, pour atteindre un total de 246,3 millions de dollars sur cinq ans, en appui à l'électrification, l'efficacité et la conversion vers les carburants moins émetteurs de GES dans le secteur du camionnage.

Actuellement, le marché émergeant des véhicules lourds zéro émission ; i.e. à l'échappement, dans ses divers segments de camions et d'autobus, est constitué principalement des véhicules électriques à batterie et des véhicules à pile à combustible alimentée en hydrogène [7]. Ces deux types de technologies sont extensivement comparées dans la littérature [8]. Les batteries sont des dispositifs de stockage d'énergie, tandis que les piles à combustible sont des dispositifs de conversion d'énergie qui utilisent généralement l'hydrogène pour le stockage d'énergie.

Les piles à combustible utilisant l'hydrogène et les batteries sont souvent perçues comme des technologies concurrentes. Toutefois, les forces et les faiblesses relatives de ces technologies suggèrent cependant qu'elles devraient jouer des rôles complémentaires [9]. Les véhicules électriques à batterie présentent une efficacité énergétique globale supérieure mais leur faible densité énergétique actuelle implique un pack de batteries lourd et encombrant pour les trajets longs, ce qui les rend parfaitement adaptés aux véhicules légers parcourant des trajets courts [10]. D'un autre côté, l'hydrogène peut stocker plus d'énergie en moins de poids, ainsi le véhicule électrique à hydrogène représente la solution, zéro émission à l'échappement, la plus proche du diesel sur le plan opérationnel (autonomies et temps de recharge) [11], [12]. En ce sens, elle est capable

d'adresser l'ensemble des segments d'usages du transport de marchandises, en complémentarité avec l'électrique à batterie qui peut répondre aux besoins les moins contraints. En particulier, lorsque les contraintes logistiques sont fortes (kilométrage élevé, forte charge utile nécessaire, temps limité pour la recharge etc.), l'électrique à hydrogène est la solution zéro émission la plus adaptée.

Sur la base des différences dans leurs caractéristiques techniques, l'opinion dominante est que les véhicules à pile à combustible à hydrogène sont mieux adaptés au transport lourd pour des longues distance ainsi qu'à d'autres véhicules utilitaires, tandis que les véhicules à batterie sont plus adaptés aux véhicules légers et transport à courte distance [11], [13] comme illustré à la Figure 1.

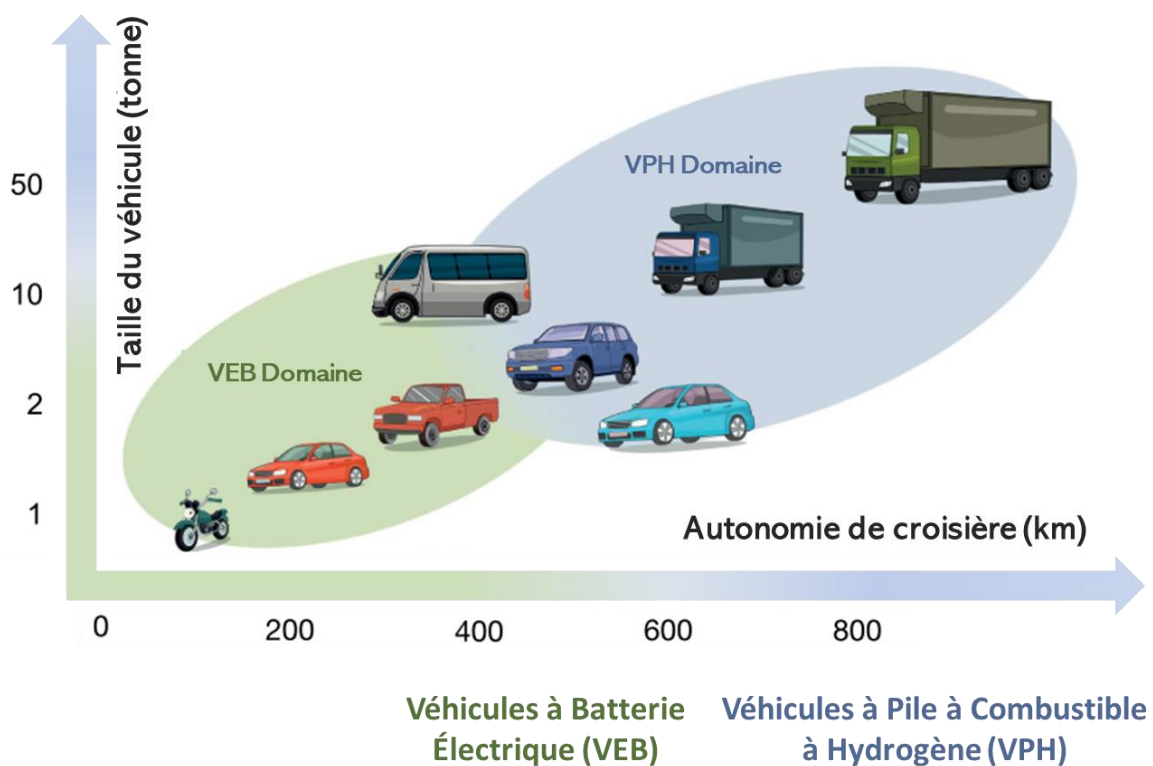


Figure 1. Domaines d'applications attendus des véhicules électriques à batterie (VEB) et des véhicules à pile à combustible (VPH) dans le futur transport routier. Adapté [13].

Le rôle de l'hydrogène en tant qu'outil clé de décarbonation fait l'objet d'un intérêt international important. L'hydrogène est un gaz incolore, inodore, non toxique et inflammable. L'hydrogène est un vecteur énergétique sans carbone qui peut être produit à partir de diverses matières premières, dont l'eau et l'électricité, des combustibles fossiles (comme le gaz naturel et le pétrole brut), la biomasse, et peut être obtenu aussi à partir de procédés industriels comme sous-produit. L'hydrogène peut être converti en électricité grâce à une pile à combustible aussi bien dans des applications mobiles, comme les véhicules, ou stationnaires comme des génératrices pour divers applications; il peut également être brûlé pour produire de la chaleur ou être utilisé comme matière première dans une large gamme de procédés chimiques et industriels [14].

Les procédures les plus répandues aujourd'hui pour la production de l'hydrogène sont : le vaporeformage qui permet de récupérer l'hydrogène présent dans le méthane et l'électrolyse qui permet d'isoler l'hydrogène des molécules d'eau grâce à l'utilisation d'énergie électrique. Une palette de couleurs est souvent utilisée pour représenter l'hydrogène selon les différentes voies de production en fonction de leurs matières premières/intrants et de leur intensité carbonique estimée [14]. Parmi les plus usuelles on distingue : (i) l'hydrogène gris, qui est produit à partir de combustibles fossiles et dont les émissions de dioxyde de carbone ne sont pas captées ; (ii) l'hydrogène bleu, qui est produit de manière similaire à l'hydrogène gris, à la seule différence que les émissions de dioxyde de carbone sont captées et stockées; et enfin (iii) l'hydrogène vert, qui utilise des sources d'énergie renouvelables, sans aucune émission dans l'environnement. Si ce dernier représente l'idéal dans le processus de production de l'hydrogène, il est très coûteux en raison du prix des technologies associées à sa production ; cependant, on peut s'attendre à ce que, grâce à la réduction des coûts de la technologie des électrolyseurs et

à la baisse du coût des énergies renouvelables (<30 USD/MWh), l'hydrogène vert puisse être compétitif par rapport au diesel dès 2030 [15].

L'objectif général de ce travail est de réaliser une revue de la littérature sur l'état de l'art concernant le potentiel d'utilisation de la technologie des piles à combustible à hydrogène vert dans le transport lourd routier, et d'identifier les travaux et les conclusions qui pourraient s'appliquer à l'écosystème Canadien et plus particulièrement Québécois. Dans ce contexte, cette étude sera limitée aux véhicules routiers de classe 8 qui représentent dans la classification nord-américaine la catégorie la plus lourde et comprends les véhicules avec un poids nominal brut (PNBV) de plus de 33 000 lb (14 969 kg). Généralement, les semi-remorques opèrent entre 40 000 lb (18 144 kg) et 80 000 lb (36 287 kg). En 2020, on dénombre 162 064 véhicules lourds de classe 8 en circulation au Québec avec une croissance de 17,3% depuis 2015 [16].

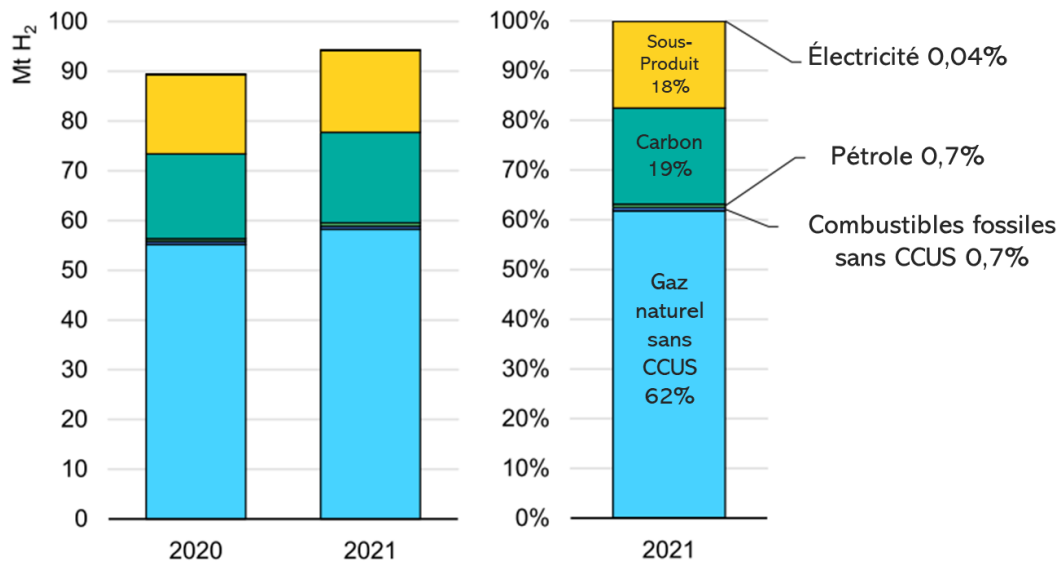
1. ÉTAT DE L'ART ET INITIATIVES EXISTANTES DANS LE MONDE

1.1. SOMMAIRE DE L'ÉTAT ACTUEL DE LA PRODUCTION ET DE L'UTILISATION MONDIALE DE L'HYDROGÈNE

1.1.1. La production d'hydrogène

Selon le rapport *Global Hydrogen Review 2022* [17] publié par l'agence International de l'énergie (IEA), la production de l'hydrogène est presque entièrement obtenue à partir des combustibles fossiles. En 2021, la production mondiale totale était de 94 millions de tonnes d'hydrogène (Mt H₂) avec des émissions associées de plus de 900 Mt CO₂. L'utilisation du gaz naturel sans capture et séquestration du carbone était la principale voie et représentait 62% de la production totale [17]. L'hydrogène obtenu comme sous-produit du reformage catalytique du naphta dans les raffineries du pétrole représentait 18%. L'hydrogène produit à partir du charbon, surtout en Chine, compte pour 19% et l'utilisation du pétrole, en quantité limitée, produisait moins de 1% [17].

La Figure 2 montre la production de l'hydrogène dans le monde. La production avec des émissions faibles; i.e. hydrogène vert et bleu, était moins de 1 Mt H₂ (0.7%) en 2021. Cette quantité était obtenue principalement à partir des combustibles fossiles avec capture et séquestration du carbone, avec seulement 35 kt H₂ issue de l'électrolyse de l'eau. Bien que très faible, la quantité d'hydrogène obtenue par électrolyse de l'eau a augmenté de près de 20 % par rapport à 2020. Cela reflète un déploiement croissant des électrolyseurs [17]. Dans ce sens, si tous les projets annoncés ou en phase de réalisation pour la production de l'hydrogène avec des faibles émissions se concrétisent, la quantité d'hydrogène pourrait atteindre plus de 24 Mt en 2030 [17].



Note: CCUS= Captage, Utilisation et Stockage du Carbone.

IEA. All rights reserved.

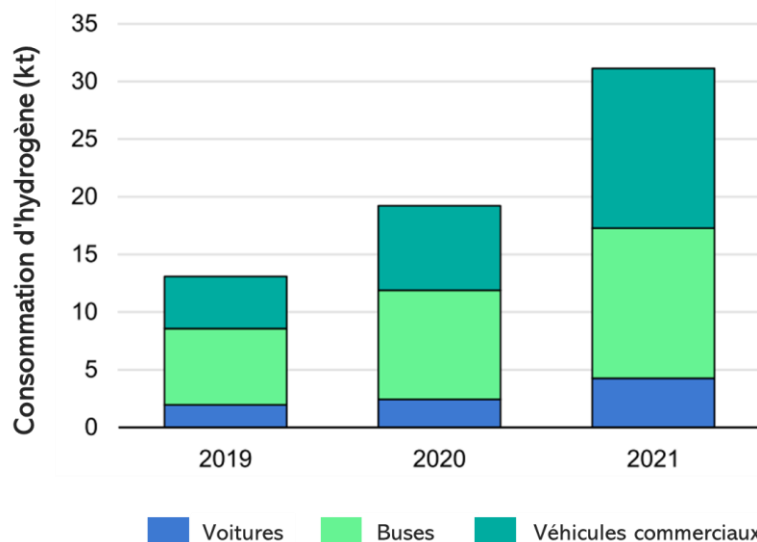
Figure 2. Production de l'hydrogène dans le monde en 2020 et 2021.
Adapté [17].

La demande en hydrogène reste concentrée dans les applications traditionnelles telles : le raffinage du pétrole qui a atteint son maximum d'utilisation avec 40 Mt H₂ en 2018 avant de subir une baisse d'environ 2 Mt en 2020 à cause du ralentissement de l'activité économique dû au Covid (les estimations d'utilisation pour 2021 sont d'environ 41 Mt); la synthèse de l'ammonique avec 34 Mt, et la production du méthanol avec 5 Mt. La pénétration de l'utilisation de l'hydrogène reste très limitée dans les nouvelles applications telles les industries lourdes comme la réduction directe du fer (DRI : Direct Reduction of Iron), les transports, l'électricité et les bâtiments, qui n'a atteint qu'environ 40 kt H₂ ce qui ne représente que 0,04 % de la demande mondiale en hydrogène [18] en 2021. L'essentiel de cette demande est concentré dans le transport routier, qui a connu une augmentation significative de 60% du fait du déploiement accéléré des véhicules électriques à pile à combustible à hydrogène, notamment des poids lourds à pile à combustible en Chine [18].

1.1.2. L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports

La demande d'hydrogène dans les transports a totalisé plus de 30 kt en 2021, soit 60% de plus que l'année précédente. En pourcentage de la demande totale en hydrogène, le transport ne représente que 0,03%, et en proportion de la demande en énergie totale pour les transports, l'hydrogène ne représente que 0,003 % [17].

Les véhicules routiers constituent la principale source de demande en hydrogène dans le secteur des transports. Comme le montre la Figure 3, les autobus et le secteur des véhicules commerciaux (camions légers, moyens et lourds) consomment la majeure partie de l'hydrogène en raison de leur kilométrage significatif annuel et poids élevés. Le nombre de camions lourds à hydrogène a augmenté de manière significative en 2021 (plus de 60 fois par rapport à 2020). En 2021, la demande en hydrogène des véhicules commerciaux a dépassé pour la première fois celle des autobus, atteignant 45 % de la demande totale en hydrogène dans le secteur des transports [17].



Note : Les véhicules commerciaux comprennent les véhicules commerciaux légers, les camions de taille moyenne et les camions lourds. IEA. All rights reserved.

Figure 3. Consommation de l'hydrogène dans le transport routier par segment de véhicules (2019-2020). Adapté [17].

En ce qui concerne le secteur ferroviaire, le déploiement des trains à hydrogène reste très limité avec une consommation de moins 0.1 kt H₂ en 2021. Néanmoins, en août 2022, un premier train de voyageurs d'une flotte prévue de 14 trains à piles à combustible à hydrogène a été déployé en Allemagne (Basse-Saxe) [17]. Pour les secteurs de transport maritime et aérien, et malgré quelques démonstrations sporadiques, les technologies pour l'utilisation de l'hydrogène ne sont pas aussi matures que pour secteurs routiers et ferroviaire. Toutefois, il y a un intérêt pour l'utilisation de l'hydrogène et ses carburants synthétiques dérivés tels l'ammoniac et le méthanol pour un certain nombre de projets et de commandes de navires pouvant être opérationnels dans le futur. Il existe également un certain nombre d'entreprises, dont Airbus, qui développent des avions à hydrogène, bien que la commercialisation n'aurait probablement lieu qu'après 2030 [17].

Selon le scénario des politiques déclarées (STEPS : Stated Policies Scenario), l'Agence International de l'Énergie (IEA) prédit que la demande en hydrogène pour l'utilisation dans les transports pourrait atteindre 0,7 Mt d'ici 2030. La majeure partie de cette demande concernera le transport routier, surtout que de plus en plus de camions à hydrogène seront déployés. Dans ce scénario, il y a une faible pénétration de l'hydrogène dans les autres modes de transport, principalement le transport maritime (à la fois sous forme d'hydrogène et de carburants dérivés de l'hydrogène). Dans un autre scénario à savoir, le scénario des engagements annoncés (APS : Anounced Pledges Scenario), la demande d'hydrogène atteindrait près de 8 Mt d'ici 2030, dont plus de 60 % dans le transport maritime [17].

1.2. ÉTAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE

Aujourd'hui, la plupart des véhicules lourds routiers utilisent le carburant diesel ; cependant, son niveau d'émissions de gaz à effet de serre est élevé. Par conséquent, deux grandes stratégies de réduction des émissions des VLD ont été mises en évidence : l'augmentation des niveaux d'efficacité opérationnelle des VLD conventionnels [19], ou l'utilisation de systèmes de propulsion alternatifs. Dans le cadre de cette dernière option, une série de systèmes de propulsion alternatifs ont été explorés, notamment le biodiesel, les batteries, le Gaz Naturel Comprimé , les moteurs à combustion interne à hydrogène et les piles à combustible à hydrogène [20]. Dans cette section, nous nous limiterons aux Véhicules Lourds à Pile à Combustible à Hydrogène (VLPH) avec une comparaison sommaire de ceux-ci avec les Véhicules Lourds Électriques à Batterie (VLEB) et Véhicules Lourds Diesel (VLD).

Les VLPH sont l'une des technologies les plus prometteuses, avec des avantages uniques tels qu'un temps de recharge court, une longue autonomie, une puissance élevée et de bonnes performances du véhicule ; en outre, ces véhicules sont alimentés en hydrogène qui est converti en énergie électrique et ne nécessitent donc pas de moteur à combustion interne, ce qui rend leurs émissions presque nulles, dépendamment de la source de production de l'hydrogène (combustibles fossiles ou ressources renouvelables).

En ce qui concerne les Véhicules Électriques à Batterie (VEB), la baisse substantielle du coût des batteries lithium-ion et leur introduction sur les marchés de divers types de véhicules, ainsi que le développement accéléré de l'infrastructure de recharge a fait en sorte que cette technologie a connu une expansion rapide dans le secteur des transports; et sachant que les coûts actuels des véhicules légers équipés de piles à combustible et ceux

purement électriques équipés de batteries sont estimés être proches de la parité pour une conduite similaire, l'absence d'infrastructure de ravitaillement en hydrogène a fortement limité l'adoption des piles à combustible pour les véhicules légers [21]. En outre, si le développement des piles à combustible pour les véhicules légers est en cours depuis plus de vingt ans, leur utilisation dans les véhicules lourds n'a reçu une attention significative que récemment. Cette évolution est due à plusieurs facteurs, notamment aux progrès uniques accomplies aussi bien en terme de puissance concernant les performances des piles à combustible, qu'en terme d'énergie embarquée concernant les réservoirs de stockage d'hydrogène avec un surpoids beaucoup plus faible que celui des batteries lithium-ion pour une énergie équivalente [21].

D'un point de vue énergétique, les VLEB sont plus efficaces que les VLPH; toutefois, pour une même longue distance parcourue, cet avantage, pour les VLEB est handicapé en raison du poids élevé de la batterie. Ce qui signifierait une réduction de la capacité de charge utile pour les camions, d'où une augmentation du coût d'exploitation. À titre d'exemple, la Figure 4 présente des projections pour 2023 et 2030 de la masse des différents composants de propulsion embarqués, nécessaires pour une autonomie de 500 km, pour un tracteur semi-remorque Diesel, à pile à combustible à hydrogène et électrique à batterie [22]. La Figure 5 présente également une autre comparaison pour une autonomie de 1000 km, où le carburant est considéré comme faisant partie du poids du véhicule. Dans ce cas, pour un VLPH alimenté par 80 kg d'hydrogène avec une autonomie de 1000 km, et une charge utile de 17 tonnes, la différence de poids serait proche de 7% (~500 kg) par rapport à un VLD [15].

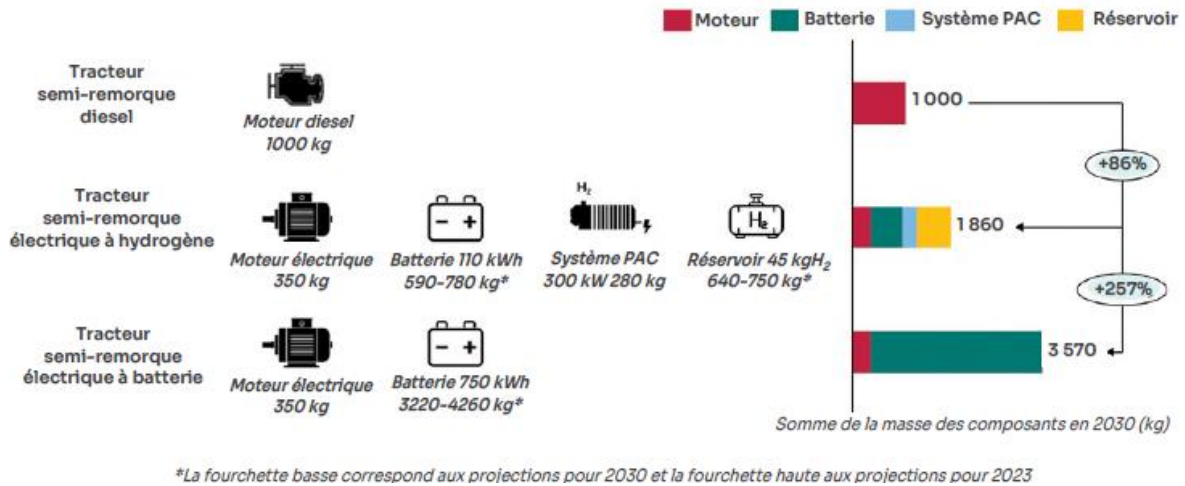


Figure 4. Comparaison de la masse des composants de différentes technologies pour un tracteur semi-remorque [22].

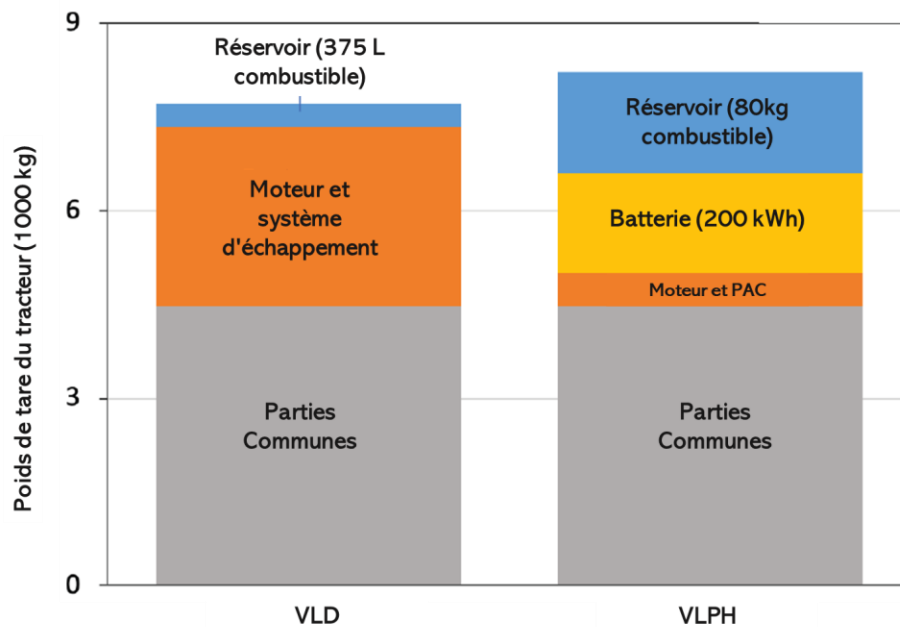


Figure 5. Estimation du poids de la tare d'un véhicule lourd à pile à combustible et diesel, parcourant 1000 km avec une charge utile de 17 tonnes. Une efficacité énergétique de 2,2 L_{Diesel}/100 km et de 8 kg_{H₂}/100 km est assumée. Adapté de [15].

Bien que le poids du système de propulsion du VLPH soit proche de celui des VLD, il est important de préciser que, comme le rapport entre le poids

du système de stockage (réservoir et combustible) et celui du carburant est très élevé pour l'hydrogène (19 kg de poids du réservoir pour 1 kg d'hydrogène stocké dans ce cas d'étude à 350 bar), toute augmentation de la capacité de stockage de l'hydrogène aurait un impact important sur le poids de tare du véhicule [15].

Dans les sections qui suivent, nous allons décrire et comparer les 3 types de propulsions pour les véhicules routiers lourds, à savoir : les VLD, les VLEB et les VLPH.

1.2.1. Le moteur à combustion interne diesel dans les véhicules routiers lourds

L'abondance des ressources en pétrole et leur faible coût, ainsi que le fait que le diesel a un contenu énergétique supérieur de 10 à 15 % à celui de l'essence, des taux de compression plus élevés et donc un meilleur rendement, font du diesel le carburant le plus populaire à ce jour pour les véhicules lourds. La Figure 6 montre une configuration classique de groupe motopropulseur diesel, qui comprend principalement le moteur, l'embrayage et la transmission.

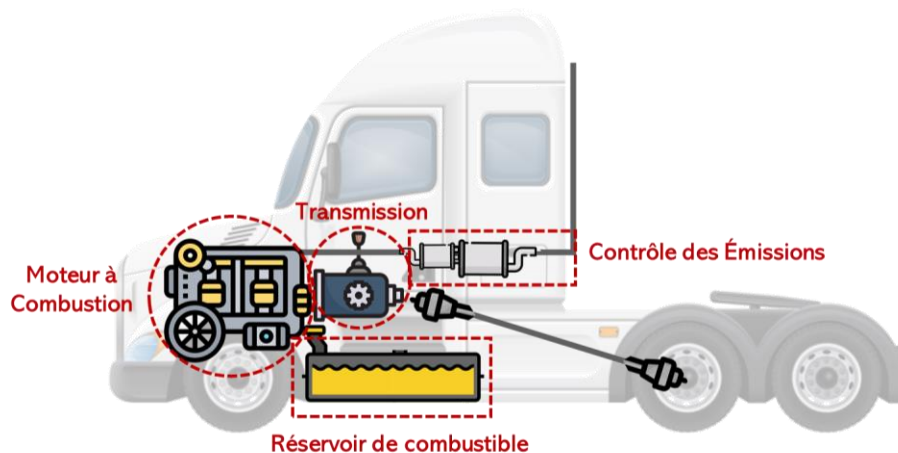


Figure 6. Système de propulsion des véhicules diesel conventionnels.
Adapté de [23].

Bien que l'autonomie d'un VLD classique puisse varier en fonction de facteurs tels que la charge utile du véhicule et le carburant qu'il peut transporter, le kilométrage moyen par gallon de carburant est de 10,4 km/gallon, et la flotte type transporte 2,1 millions de tonnes de marchandises sur 16 millions de km par an. Si l'on considère qu'un VLD peut transporter en moyenne entre 150 et 300 gallons de carburant, l'autonomie se situerait entre 1500 et 3100 km sans arrêts de ravitaillement. De même, le temps de ravitaillement d'un camion de 300 gallons est d'environ 15 minutes [19].

En outre, des études ont montré que ces véhicules peuvent émettre environ 63,4 g de CO₂e/tonne-km, pour un chargement moyen de 16 tonnes ; de plus, compte tenu de l'énergie spécifique du carburant diesel (42,9 MJ/kg), le rendement énergétique du réservoir à la roue est d'environ 23 %. Cependant, comme les avantages opérationnels et le coût sont plus importants, l'infrastructure pour les véhicules diesel est répandue et disponible presque partout dans le monde [15].

À cet égard, les récents développements technologiques pour les véhicules lourds à moteur diesel se sont concentrés sur la réduction des émissions et l'amélioration de l'efficacité grâce à différentes stratégies qui n'impliquent pas d'investissements dans les infrastructures.

1.2.2. La batterie électrique dans les véhicules routiers lourds

Les recherches sur l'impact des poids lourds sur l'environnement ont abouti à la mise au point de prototypes de poids lourds électriques à batterie, particulièrement adaptés aux applications sur courtes distances. La Figure 7 donne un aperçu des principaux composants du groupe motopropulseur VLEB, qui se compose du bloc de batteries, de l'onduleur et des moteurs électriques, ce qui en fait un système de propulsion beaucoup plus simple que les moteurs diesel [15]. Par ailleurs, les batteries

lithium-ion représentent l'un des types de batteries les plus développés à ce jour, en raison de leur rendement énergétique élevé et de leur longue durée de vie [19].

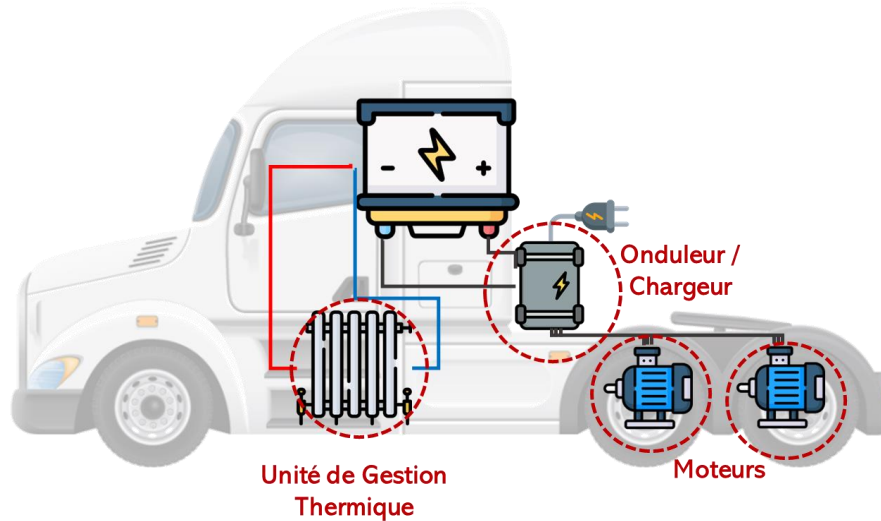


Figure 7. Propulsion électrique de véhicules à batterie. Adapté de [23].

Bien que les VLEB représentent une alternative intéressante pour décarboner le secteur du transport routier lourd, l'une des principales contraintes est la faible densité énergétique des packs de batteries actuels par rapport au diesel, ce qui implique un pack de batteries lourd et encombrant pour des trajets plus longs [15]. L'autonomie d'un véhicule dépende du type de batterie et du poids du véhicule, à titre d'exemple la référence [24] décrit les besoins en énergie d'un camion de classe 8 (poids de 36 Tonne) pour un parcours de 500 miles. Pour une telle distance, les besoins de consommation en carburant s'élèvent en moyenne à 282 L ou 2820 kWh. En supposant une efficacité thermique due au freinage par récupération, une plus grande efficacité due à une meilleure conception (comme l'aérodynamisme du véhicule) et une efficacité élevée de la batterie par rapport au moteur), la demande en énergie finale est réduite à environ 950 kWh pour les VLEB. En ce sens, la batterie devrait stocker au moins 1000 kWh d'énergie et peser au moins 5,5 Tonne contre 1,3 Tonne

pour un moteur diesel typique pour le même camion. L'énergie spécifique d'une batterie a augmenté ces dernières années, passant de 110 Wh/kg en 2010 à 250 Wh/kg en 2020, avec une projection pouvant atteindre 450 Wh/kg en 2030. Pendant la même période, la densité énergétique des batteries a passé de 310 Wh/L en 2010 et 580 Wh/L aujourd'hui et projetée être à 1100 Wh/L en 2030 [25].

L'efficacité moyenne du réservoir à la roue pour un BEV peut se situer entre 64,4 % et 86 %, selon le type de batteries, la friction du groupe motopropulseur, les résistances électriques, entre autres [26]. De plus, la durée de vie moyenne d'une batterie de VEB est de 6 ans, mais pour atteindre la parité avec les moteurs diesel classiques, elle devrait être de 10 à 15 ans [19].

D'autre part, il faut tenir compte du temps de charge des batteries qui, pour un camion de classe 8, nécessitent un chargeur de niveau 3 avec des puissances supérieures à 25 kW pour lequel le temps de charge moyen est de 20 h pour une batterie de 1000 kWh [19]. Les technologies actuelles se concentrent assidûment sur le développement des charges rapides. La technologie actuelle pour les véhicules personnels a la capacité de charger à 50 kW [27] et pour les véhicules industriels, la recharge atteint des puissances de plus d'1 MW [28].

1.2.3. La pile à combustible à hydrogène dans les véhicules routiers lourds

Une pile à combustible est un dispositif qui convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en électricité et en chaleur, et qui produit de la vapeur d'eau comme sous-produit [19]. Lorsque l'hydrogène utilisé pour alimenter le système provient de sources renouvelables - appelé hydrogène vert - et compte tenu du fait que cette technologie ne nécessite pas de combustion pour la production d'électricité, elle est considérée comme respectueuse de l'environnement, avec zéro émission.

Le fonctionnement de ce type de technologie est conceptuellement simple : la pile à combustible la plus courante est la pile à membrane échangeuse de protons (PEMFC), dans laquelle les protons sont séparés des électrons dans l'hydrogène à l'anode, les protons sont conduits à travers la membrane vers la cathode, où ils réagissent avec l'oxygène ambiant et produisent de la vapeur d'eau ; pendant ce temps, les électrons sont conduits à travers le circuit pour alimenter les moteurs électriques ou charger la batterie du véhicule [19].

La Figure 8 présente de manière schématique les principaux composants d'un véhicule à hydrogène. Leur fonctionnement est très similaire à celui des véhicules électriques à batterie. La principale différence étant que la batterie est remplacée par une pile à combustible, qui utilise l'hydrogène embarqué comme carburant [11]. Toutefois, étant donné que les deux technologies intègrent le freinage par récupération qui augmente l'efficacité énergétique, et que la pile à combustible a besoin d'énergie pour démarrer, les véhicules électriques à pile à combustible utilisent également des batteries.

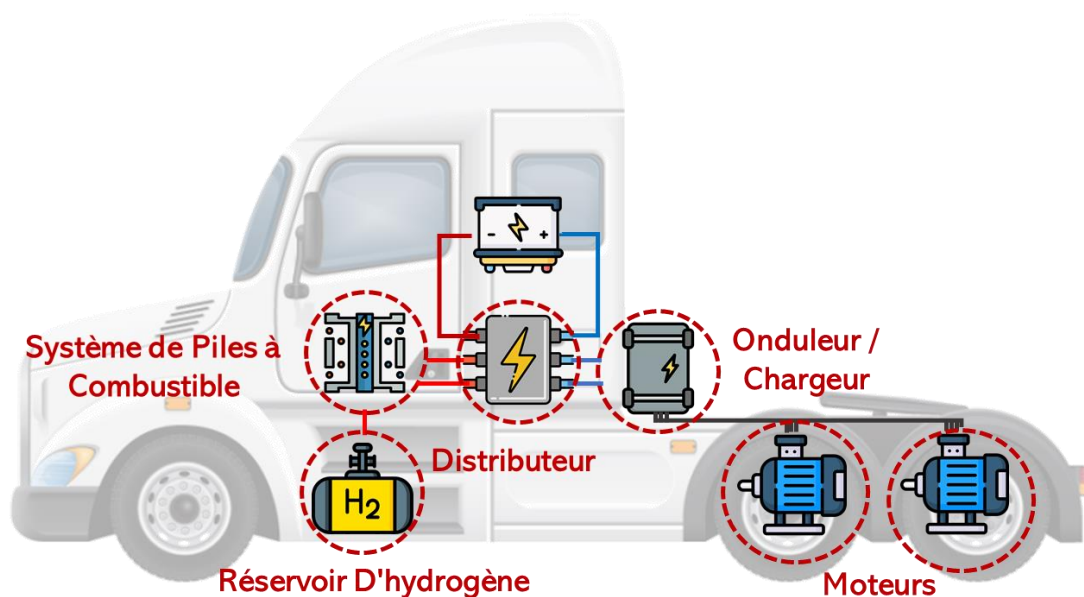


Figure 8. Train électrique de véhicules à batterie. Adapté de [23].

Comme pour les véhicules diesel, l'autonomie d'un véhicule lourd à pile à combustible dépendra principalement de la charge utile du véhicule et de la quantité d'hydrogène qu'il peut stocker à bords. Le kilométrage moyen par kilogramme d'hydrogène consommé se situe entre 8,8 et 14,8 km/kg [29]. En ce sens, un camion à pile à combustible pourrait parcourir entre 800 et 1600 km en utilisant entre 40 et 60 kg d'hydrogène et ceci en une seule séance de ravitaillement [30]. Les temps de ravitaillement en hydrogène sont plus proches de ceux du carburant diesel, avec un total d'environ 16 minutes [19]. L'énergie spécifique de l'hydrogène est d'environ 32 702 Wh/kg ou approximativement 120 MJ/kg [31].

En ce qui concerne la durée de vie de la pile à combustible pour les applications des véhicules lourds, il est prévu qu'elle puisse fonctionner 2500 h [32].

À cet égard, les principaux obstacles à la mise en œuvre de cette technologie résident dans l'infrastructure presque inexistante, le coût élevé du carburant à la pompe et le coût d'investissement des véhicules. C'est pourquoi les principaux développements technologiques récents ont porté sur l'augmentation de la durée de vie de la membrane des piles à combustible, la réduction du coût de la production d'hydrogène, et l'amélioration des systèmes de stockage de l'hydrogène [19].

1.2.4. Comparaison véhicules lourds diesel (VLD), à batterie électrique (VLEB) et véhicules lourds à pile à combustible à hydrogène (VLPH)

Comme on l'a observé, les moteurs à combustion interne alimentés au diesel ont un avantage sur les technologies des batteries et des piles à combustible lorsqu'on analyse des aspects tels que l'autonomie, le déploiement de l'infrastructure et les cycles de vie ; cependant, la nécessité pressante de prendre des mesures afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre a conduit à une évolution rapide des technologies alternatives

[11]. À cet égard, les technologies des piles à combustible pour les applications de véhicules lourds se sont révélées être une alternative à faible émission, avec une grande flexibilité opérationnelle qui permet de parcourir de longues distances, tout en présentant un temps de ravitaillement compétitif avec le diesel [33]. La Figure 9 présente une comparaison entre les systèmes VLEB et VLPH qui tient compte de deux éléments clés : le niveau de préparation technologique de chaque technologie, mesuré sur une échelle allant de l'idéation à la pleine utilisation commerciale et la disponibilité actuelle des infrastructures de recharge et de ravitaillement, ce qui permet d'obtenir une vue globale de l'état de l'art de chaque technologie.

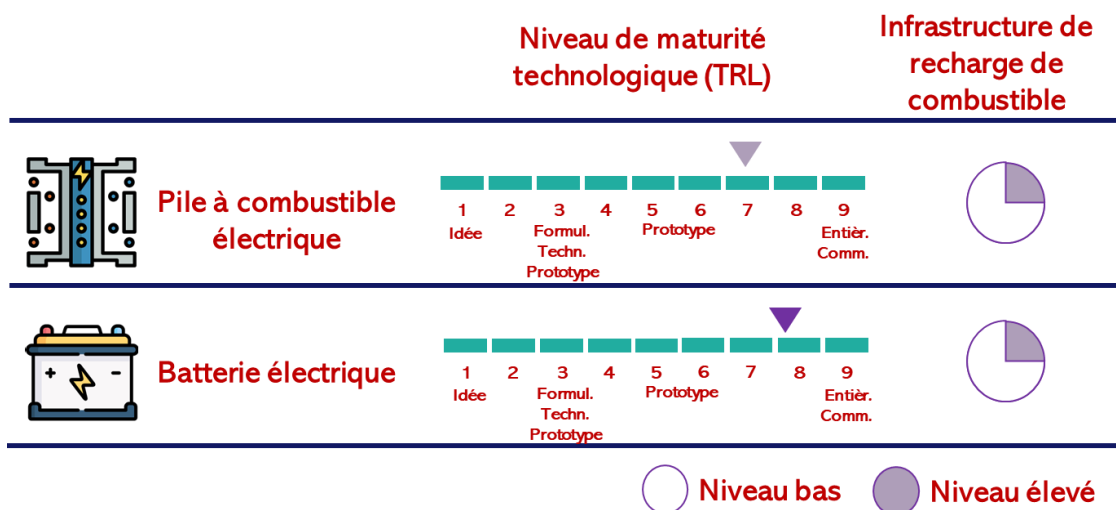


Figure 9. Comparaison du niveau de maturité des technologies à batterie et des piles à combustible pour les camions lourds. Adapté de [33].

La commercialisation des VLPH n'en est qu'à ses débuts, avec des coûts élevés pour les véhicules et le carburant, ainsi qu'un manque d'infrastructures de ravitaillement. La situation est similaire pour les technologies à batterie, où les principales limites sont le poids et le coût des batteries, ainsi que les temps de ravitaillement. Néanmoins, les véhicules lourds électriques à batterie bénéficient de l'expérience de l'industrie en

matière d'applications pour véhicules légers qui sont mieux établis dans des environnements opérationnels [33].

Enfin, le Tableau 1 ci-dessous présente une comparaison des trois technologies avec une description sommaire de certains avantages et désavantages [19].

Tableau 1. Avantages et désavantages des trois groupes motopropulseurs.
Adapté de [19], [34].

Technologie	Avantage	Désavantage
Diesel	Coût du véhicule le plus bas Aucun investissement en infrastructure requis.	Hautes émissions de gaz à effet de serre
	Longue portée et charge utile élevée.	Source de pollution atmosphérique locale (fortes émissions de gaz d'échappement).
	Temps de ravitaillement en carburant plus rapide que celui des VLEB.	
	Omniprésence des sources d'approvisionnement. Marché important avec des pièces et des véhicules largement disponibles.	Faible efficacité énergétique.
Batterie	Réduit les émissions de gaz à effet de serre.	Investissement nécessaire dans l'infrastructure.
	Zéro pollution atmosphérique locale (pas d'émissions de gaz d'échappement).	Coût du véhicule plus élevé que le VLD.
	Coûts de ravitaillement et d'entretien inférieurs à ceux des véhicules à moteur à combustion interne.	Temps de recharge long.
	Efficacité énergétique supérieure à celle des véhicules à moteur à combustion interne.	Autonomie limitée.
Pile à combustible	Moins d'investissements dans l'infrastructure que pour les véhicules à pile à combustible.	Poids et taille du chargement limités en raison de la taille de la batterie.
	Réduit les émissions de gaz à effet de serre.	Coût initial élevé de l'hydrogène.
	Zéro pollution atmosphérique locale (pas d'émissions de gaz d'échappement).	Difficile à transporter (Basse température, haute pression, fuites).
	Efficacité énergétique supérieure à celle des moteurs à combustion interne.	Nécessité d'un développement important de l'infrastructure.
	Temps de ravitaillement plus rapide que pour les VLEB.	Coût du véhicule le plus élevé par rapport au diesel ou à la batterie.

Technologie	Avantage	Désavantage
	Énergie spécifique élevée.	Développement lent des véhicules pile à combustible.

1.2.5. Coût total de possession

Étant donné que les camions de classe 8 sont principalement utilisés pour des applications commerciales, indépendamment des avantages environnementaux qu'ils apportent, ils doivent être compétitifs sur le marché en termes de coût. Différents indicateurs peuvent être analysés pour définir la viabilité économique d'une technologie spécifique sur le marché ; toutefois, pour l'étude de cas spécifique, l'indicateur du coût total de possession (TCO) sera utilisé. Cet indicateur comprend les coûts directs et indirects liés à la possession et à l'utilisation du véhicule, ce qui englobe les principaux coûts économiques tels que le coût d'acquisition initial du véhicule, le coût du carburant, ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien [35]. Dans ce qui suit, le prix rapporté dans la littérature pour les différents composants du TCO est décomposé, pour finalement présenter le TCO estimé pour chacune des technologies analysées (VLD, VLEB et VLPH).

1.2.5.1. Coût d'acquisition du véhicule.

Le prix de détail reporté des camions électriques à batterie et à pile à combustible varie considérablement en fonction du cas d'utilisation et des hypothèses sur les coûts des composants individuels. Le Tableau 2, adapté de [36], résume la littérature récente sur le prix de détail des camions zéro émission VLEB, VLPH ainsi que ceux des VLD. Les études rapportées par cette référence ont mis l'accent sur les camions long-courriers américains de classe 8 et leurs tracteurs long-courriers équivalents de classe 5 en Europe. Les tracteurs de classe 8 aux États-Unis et leurs camions long-courriers équivalents européens de classe 5 peuvent également être classés comme cabine de jour ou cabine couchette. Bien que toutes les

études ne fournissent pas d'informations à cet égard, l'autonomie reportée peut servir d'indicateur, car les cabines couchettes couvrent des autonomies plus élevées.

Tableau 2. Coût d'acquisition du véhicule selon à la technologie [36].

Région	Classe	Technologie	Spécification en 2020	Autonomie ¹	Prix détail (USD) ²	
					2018-2020	2025
U.S.	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 2,200 kWh	750 miles	\$816,000	\$423,000 (2025)
		Batterie	Batterie: 1,436 kWh	500 miles	\$579,000	\$316,000 (2025)
		Pile à combustible	Pile: 303 kW	750 miles	\$386,000	\$258,000 (2025)
		Pile à combustible	Pile: 303 kW	500 miles	\$329,000	\$241,000 (2025)
		Diésel	Moteur: 317 kW	-	\$165,000	\$175,000 (2025)
	Classe 8 cabine de jour (day cab)	Batterie	Non disponible	250 miles	\$536,200	\$248,200 - \$398,500 (2025)
		Pile à combustible		250 miles	\$312,700	\$198,900 - \$248,100 (2025)
		Diésel		-	\$122,300	\$123,700 - \$129,300 (2025)
	Classe 8 cabine couchette (sleeper cab)	Batterie	Batterie: 1,470 kWh	500 miles	\$949,400	\$416,400 - \$693,400 (2025)
		Pile à combustible	Non disponible	-	\$359,500	\$233,200 - \$288,900 (2025)
		Diésel			\$143,500	\$146,100 - \$149,700 (2025)
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 510 kWh	180 miles	\$474,900	\$196,000 (2030)
		Pile à combustible	Pile: 175 kW	180 miles	\$629,100	\$227,600 (2030)
		Diésel	Moteur: 350 kW	-	\$134,000	\$146,400 (2030)
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 797 kWh	180 miles	\$210,600	\$145,000 (2030)
		Batterie	Batterie: 1,062 kWh	180 miles	\$246,400	\$159,000 (2030)
		Pile à combustible	Non spécifié	-	\$125,000	Non disponible
	Camion tracteur classe 8	Batterie	Batterie: 2,244 kWh	300 miles		\$585,000
		Pile à combustible	Non spécifié	600 miles	Non disponible	\$249,900
		Diésel	Moteur: 300 kW	-		\$134,000
	Europe	Camion tracteur long courrier Class 5	Batterie	Batterie: 1,354 kWh	600 km	€ 385,000
Pile à combustible			Pile: 343 kW	600 km	€ 330,000	
Diésel			Moteur: 343 kW	-	€ 150,000	
Camion tracteur		Batterie	Batterie: 1,187 kWh	800 km	€ 417,300	€ 145,300 (2030)

Région	Classe	Technologie	Spécification en 2020	Autonomie ¹	Prix détail (USD) ²	
					2018-2020	2025
	long courrier Class 5	Pile à combustible	Pile: 240 kW	800 km	€ 391,800	€ 157,100 (2030)
		Diésel	Moteur: 350 kW	-	€ 105,500	€ 115,300 (2030)

¹ L'autonomie indiquée est l'autonomie maximale par application de camion, telle que rapportée par chaque étude. Elle est utilisée comme point de référence pour estimer la taille de batterie nécessaire.

² Le prix de détail des camions zéro émission est très sensible à la taille du groupe motopropulseur et à l'autonomie quotidienne maximale que le système de stockage d'énergie peut supporter.

Les coûts représentés dans le Tableau 2 sont indiqués dans la Figure 10 pour 2020 et la Figure 11 pour 2025, en fonction de la gamme de véhicules par technologie. Les couleurs dans la légende des figures représentent les différentes sources de référence, telles que le National Renewable Energy Laboratory (NREL), Argonne National Laboratory (ANL), etc. ; de même, les données pour le VLEB sont représentées par la figure carrée, tandis que les données pour le VLPH sont représentées par le losange.

Pour les camions électriques à batterie, le prix de détail dépend principalement de l'autonomie, car les besoins énergétiques quotidiens plus élevés nécessitent une batterie embarquée plus grande, ce qui entraîne un coût plus élevé de la batterie et un prix de vente global plus élevé, car le bloc-batterie est le composant embarqué le plus cher du camion. En revanche, les prix des camions à pile à combustible sont moins sensibles à l'autonomie ; cela dépend principalement de la puissance de leur unité de pile à combustible, qui est le composant embarqué le plus coûteux du camion. La taille du système de piles à combustible en termes de puissance n'est pas directement liée à l'autonomie, mais à la demande de puissance du camion dans les conditions de conduite prévues.

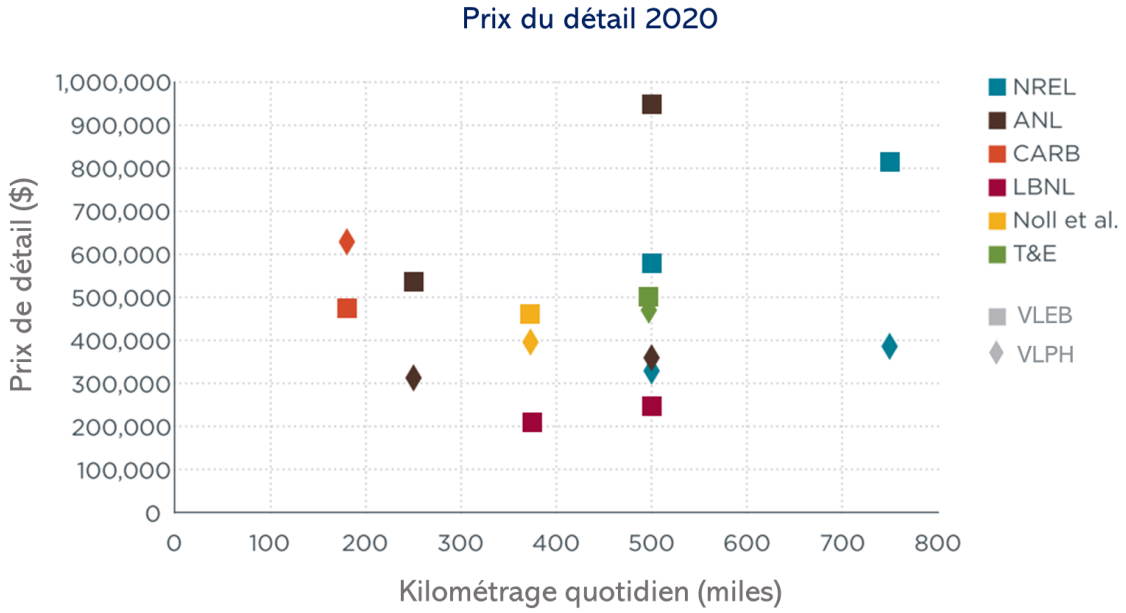


Figure 10. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2020. Adapté [36].

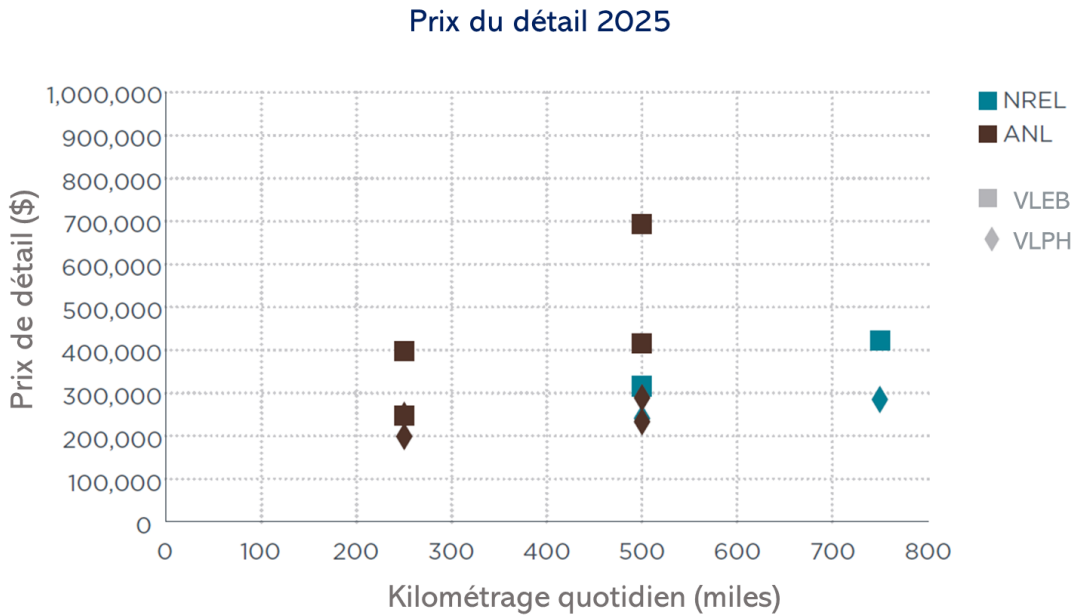


Figure 11. Coût d'acquisition d'un camion selon le Tableau 2 en 2025. Adapté [36].

Le Tableau 3 résume certains des modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés en Amérique du Nord et en Europe.

Tableau 3. Modèles de tracteurs à pile à hydrogène disponibles dans le commerce et annoncés. Adapté de [36].

Modèle	Pile à combustible (kW)	Batterie (kWh)	E-drive (kW)	Taille et technologie des réservoirs H ₂	Disponibilité commerciale
Hyundai Xcient	180	72	350	31 kg – 350 bar	Aujourd'hui
Hyzon Hymax 450	240	140	450	65 kg – 350 bar	2023
Daimler-GenH ₂	300	70	460	80kg liquide H ₂	2027

1.2.5.2. Coût des composants clés.

Comme pour le coût d'acquisition des véhicules, le coût de chacun des composants clés de la technologie (batterie, pile à combustible, etc.) varie sensiblement par rapport aux projections des auteurs au fil des ans. Le Tableau 4 résume les différentes valeurs rapportées dans la littérature.

Tableau 4. Coût des principaux composants de chaque technologie.

Composant	Prix de vente (USD)		Référence
	2020/2022	2025/2030	
Moteur thermique	23 \$/kW	-	[2]
Moteur électrique	25 \$/kW	-	[2]
Pile à combustible	400 \$/kW -1250 \$/kW	240 \$/kW -80\$/kWh ¹	[2], [36], [37]
Système de stockage H ₂	500 \$/kg - 1600 \$/kg	700\$/kg -9 \$/kg H ₂ Stocké	[36], [37]
Batterie	200 \$/kWh -130 \$/kWh	125 \$/kWh -80 \$/kWh	[2], [25]
	225 \$/kWh ²	150 \$/kWh-100 \$/kWh	[36]
	500 \$/kWh ³	380 \$/kWh -280 \$/kWh	[36]

¹ Objectif du Département de l'Énergie des États-Unis (DOE) pour 2030.

² Batteries pour le stockage

³ Batteries pour l'alimentation

1.2.5.3. Coût de l'énergie.

Le coût de l'énergie étant l'une des principales sources de coût dans le fonctionnement d'un véhicule, il est de la plus haute importance dans le

calcul du TCO. En outre, selon le type de carburant utilisé pour alimenter le VLD (diesel, électricité ou hydrogène), les coûts seront plus ou moins élevés [38].

La variation du prix des combustibles fossiles dépend de différentes variables telles que le marché (offre et demande), les aspects géopolitiques, les politiques gouvernementales, entre autres. De même, le prix de l'hydrogène pour alimenter les VLPH dépendra de différents facteurs, tels que les sources et les processus de production, les méthodes de distribution, etc. [38].

- **Production de l'hydrogène bleu à partir du gaz naturel**

Lorsque l'énergie pour alimenter le système provient de l'hydrogène bleu, son coût dépendra principalement des prix du gaz naturel. Selon une étude récente, , le coût de la production d'hydrogène bleu dans les grandes installations de production centralisées ($\geq 300 \text{ tH}_2/\text{jour}$) est $<1,70 \text{ C\$/kgH}_2$ lorsque les prix du gaz naturel sont $\leq 4 \text{ C\$/GJNG}$ [38]. Par conséquent, si les prix du gaz naturel augmentent, on peut s'attendre à une augmentation du coût de la production d'hydrogène bleu. Le Tableau 5 présente l'effet du coût du gaz naturel sur la production d'hydrogène bleu, en considérant deux échelles de production différentes. Il est important de noter que grâce à la maturité des technologies de vaporeformage, même dans les scénarios de petites échelles de production ($<100 \text{ tH}_2/\text{jour}$), et avec des coûts de gaz naturel élevés (9-15 C\$/GJ), le coût de la production d'hydrogène bleu se situerait entre 3,5 et 4,0 C\$/Kg H₂, étant compétitif avec le coût de la production d'hydrogène vert, comme on le verra ci-dessous.

Tableau 5. L'effet du coût du gaz naturel et de l'échelle de production (tH₂/jour) sur le coût de la production d'hydrogène bleu. Adapté [38].

Échelle de production	Prix du gaz naturel (C\$/GJ)	LCOH ¹ (C\$/kg H ₂)
Production à grande échelle par vaporeformage (400 tH ₂ /jour)	Moyenne entre 2015-2021	1.5
	2030	1.7
	Long Terme	2.0
Production à petit échelle par vaporeformage (100 tH ₂ /jour)	Moyenne entre 2015-2021	3.2
	2030	3.5
	Long Terme	4.0

¹Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (Levelized Cost of Hydrogen -LCOH)

- Production de l'hydrogène vert

En comparaison, lorsque l'énergie pour alimenter le système est de l'hydrogène vert, le coût de production est influencé par divers facteurs techniques et économiques comme le coût de capital (CAPEX) de l'électrolyseur, son efficacité de conversion, et principalement aux coûts de l'électricité pour le processus d'électrolyse, puisque, à titre d'exemple, une augmentation du prix de l'électricité de 20 à 100 C\$/MWh peut augmenter le Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (*Levelized Cost of Hydrogen -LCOH*) de deux à trois fois, indépendamment du coût de l'électrolyseur [38].

Le Tableau 6 présente les valeurs actuelles et estimées du coût d'investissement, du rendement, du coût d'exploitation et de la durée de vie d'un électrolyseur PEM[39]. Le Tableau 7 présente également l'effet du coût de l'électricité (C\$/MWh) et des heures de fonctionnement annuel (heures/an) sur le coût de la production verte d'H₂ pour un électrolyseur PEM de 4,2 MW [38].

Tableau 6. Coûts de l'électrolyseur PEM [38].

Électrolyseur PEM	2019	2030	Long terme
CAPEX [C\$/kWe] ¹	1180	920	590
Efficienc (PCI) [%] ²	64	69	74
OPEX annuel [% du CAPEX] ³	1.5	1.5	1.5
Durée de vie [hrs]	95000	95000	100000

¹ CAPEX représente les coûts du système. Les unités sont des dollars canadiens par kilowatt électrique. ² PCI= pouvoir calorifique inférieur (Low Heating Value LHV). ³ OPEX= dépenses opérationnelles.

Tableau 7. L'effet du coût de l'électricité et des heures de fonctionnement annuel (hrs/an) sur le coût de la production d'hydrogène vert. Adapté [38].

	Prix de l'électricité (C\$/MWh)	LCOH ⁵ (C\$/kg H ₂)
Réseau électrique à faible teneur en carbone ¹ .	Actuel ³	6.00
	2030	3.85
	Long Terme ⁴	1.95
Énergie renouvelable dédiée à l'énergie éolienne ² .	Actuel ³	5.10
	2030	3.60
	Long Terme ⁴	2.65

¹ Heures de fonctionnement annuel de 6000 h/an. ² Heures de fonctionnement annuel de 3000 h/an. ³ La date de publication de ce rapport est 2022. ⁴ À l'avenir, lorsque le marché sera mature. ⁵ Coût Actuel Moyenne Actualisé de L'hydrogène (Levelized Cost of Hydrogen -LCOH).

Si le coût de l'énergie a un impact important sur le coût de la production d'hydrogène vert, il est important de considérer que les grandes ressources hydroélectriques font des provinces comme le Québec un choix stratégique pour une source d'électricité à faible teneur en carbone et moins chère. La Figure 12 présente une comparaison du prix moyen de l'énergie pour les gros consommateurs des grandes villes canadiennes (avant taxes), de 2018 à 2022, où il est évident que le coût de l'énergie à Montréal est parmi les plus bas pour toutes les années d'analyse, avec une augmentation non représentative de 5,18 ¢/kWh en 2018 à 5,33 ¢/kWh en 2022 ; tandis qu'en 2022, des villes comme Calgary et Edmonton auront les coûts énergétiques les plus élevés, soit 13,16 ¢/kWh et 14,08 ¢/kWh, respectivement [40].

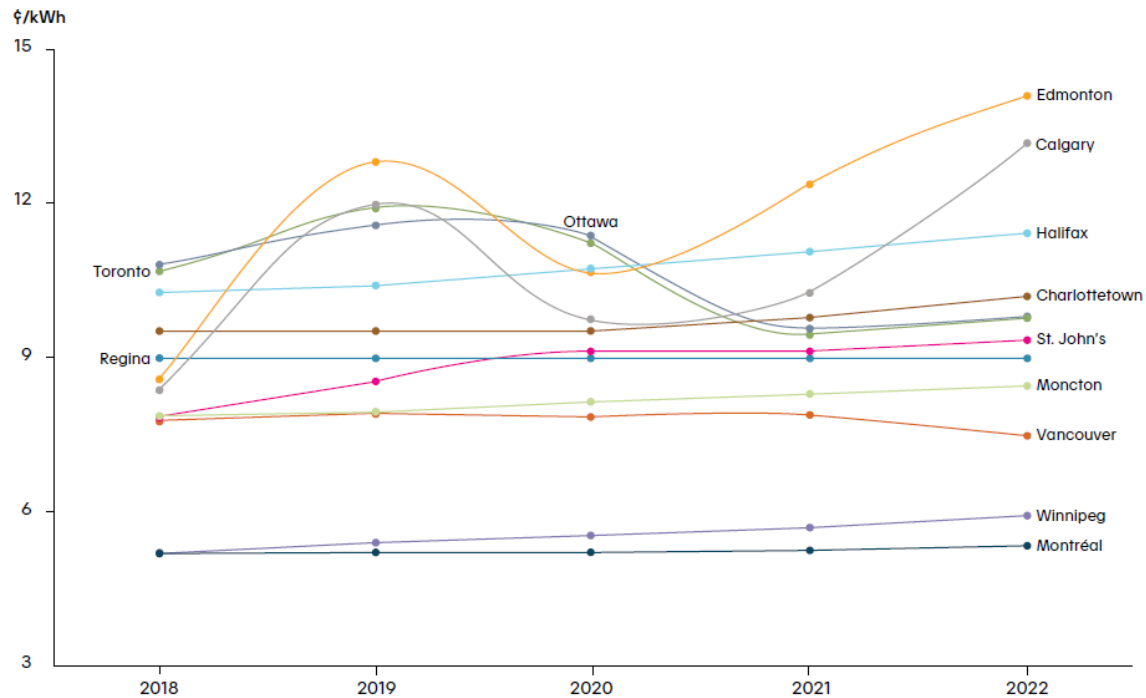


Figure 12. Évolution des prix moyens des grands consommateurs d'énergie (¢/kWh) [40].

1.2.5.4. Autres coûts.

Dans le cadre du coût total de possession, il est important de prendre en compte d'autres coûts, tels que les coûts de maintenance et d'assurance. Toutefois, en raison de la non-commercialisation de la technologie, aucune donnée dans ce sens n'est disponible. Cependant, plusieurs auteurs s'attendent à ce que les coûts d'entretien des VLEB et des VLPH soient inférieurs à ceux des véhicules à moteur Diesel, car leur conception est plus simple, avec moins de pièces mécaniques sensibles à la friction et une quantité réduite de fluides [15]. Des auteurs comme Loska *et al.*, 2022 [2], supposent des coûts de maintenance et d'assurance de 0,07 \$/km et 1,5 % du prix de vente par an pour les véhicules VLEB, tandis que pour les VLPH, ils sont estimés de 0,13 \$/km et 3 % du prix de vente par an pour respectivement. Cependant, d'autres auteurs établissent les coûts de maintenance comme étant compris entre 50 et 65% des coûts de maintenance des véhicules diesel. D'autre part, un autre élément du coût

de maintenance est le remplacement de la pile à combustible et de la batterie, en raison de leur durée de vie. En effet, le coût de remplacement d'une pile à combustible de 308 kW serait d'environ 190 USD/kWh (pour une production de 1.000 piles à combustible) ; de même, le coût de remplacement des batteries des VLEB est estimé à 200 USD/kWh [15].

1.2.5.5. Coût total de possession.

Comme on peut le constater, les coûts d'acquisition et d'opération des véhicules à technologie zéro émission sont nettement plus élevés que ceux des camions diesel ; ceci est surtout dû au fait que ces véhicules sont encore en phase de développement et l'infrastructure qui leur est associée est pratiquement inexistante. En outre, bien qu'il soit actuellement difficile de parvenir à un consensus parmi l'ensemble de la communauté académique, les valeurs estimées et les projections indiquent que, pour les applications camions routières lourdes à longue distance, les véhicules VLPH présentent la plus grande faisabilité en termes économiques et opérationnels.

D'autre part, il est important de souligner le poids des prix des intrants comme le gaz naturel et l'électricité sur le prix du carburant hydrogène dans le calcul du TCO. Il est également important de souligner le fort potentiel de la province de Québec pour la production d'hydrogène vert, compte tenu du faible prix de l'électricité.

Les différentes considérations relatives au coût d'acquisition du véhicule, à l'entretien et au carburant permettent de déterminer le coût total de possession TCO (Total cost of Ownership) et d'établir une comparaison avec les autres technologies, comme le montre la Figure 13. Bien que différents auteurs aient présenté des résultats et des méthodes de calcul du TCO différents, un consensus s'est dégagé sur le fait que les VLPH auront des

TCO plus élevés que les VLD et électriques à batterie à court terme ; cependant, un consensus s'est également dégagé sur le fait qu'à moyen et long terme, les VLPH atteindront la parité, avec même des TCO inférieurs à ceux du diesel [15].

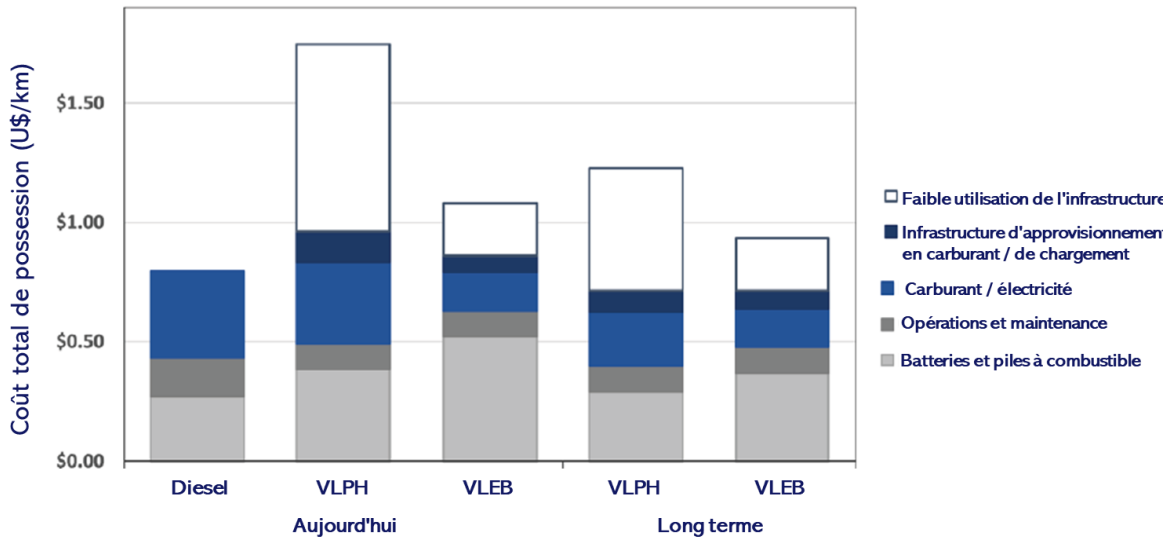


Figure 13. Coût total de possession actuel et futur des carburants et des groupes motopulseurs. Adapté [15].

D'autre part, si le TCO est un outil important pour l'analyse comparative, son utilisation comporte un risque, notamment lorsque les coûts variables, tels que le carburant ou la maintenance, qui sont les principaux facteurs d'un avantage TCO avec un coût d'actif important. À cet égard, diverses stratégies ont été mises de l'avant pour réduire les coûts associés à la technologie, comme les innovations dans de nouveaux modèles d'affaires, comme celui proposé par Nikola Motor Company, ou le véhicule lourd est proposé en location à ses clients avec un taux fixe par kilomètre qui comprend le coût du camion, du carburant et de l'entretien [15].

En outre, pour le cas spécifique des VLPH, des réductions des coûts du système de propulsion par pile à combustible ont été estimées, notamment la réduction de la teneur en métaux du groupe du platine,

l'utilisation de plaques bipolaires et de revêtements optimisés pour la durabilité des piles à combustible, et l'utilisation d'une couche de diffusion de gaz et d'électrodes pour une connectivité accrue. Selon les estimations, ces améliorations, ainsi que l'augmentation du volume des ventes de systèmes de piles à combustible pour véhicules commerciaux dans le monde, devraient permettre de réduire les coûts globaux de 23 % entre 2025 et 2030, comme le montre la Figure 14 [36].

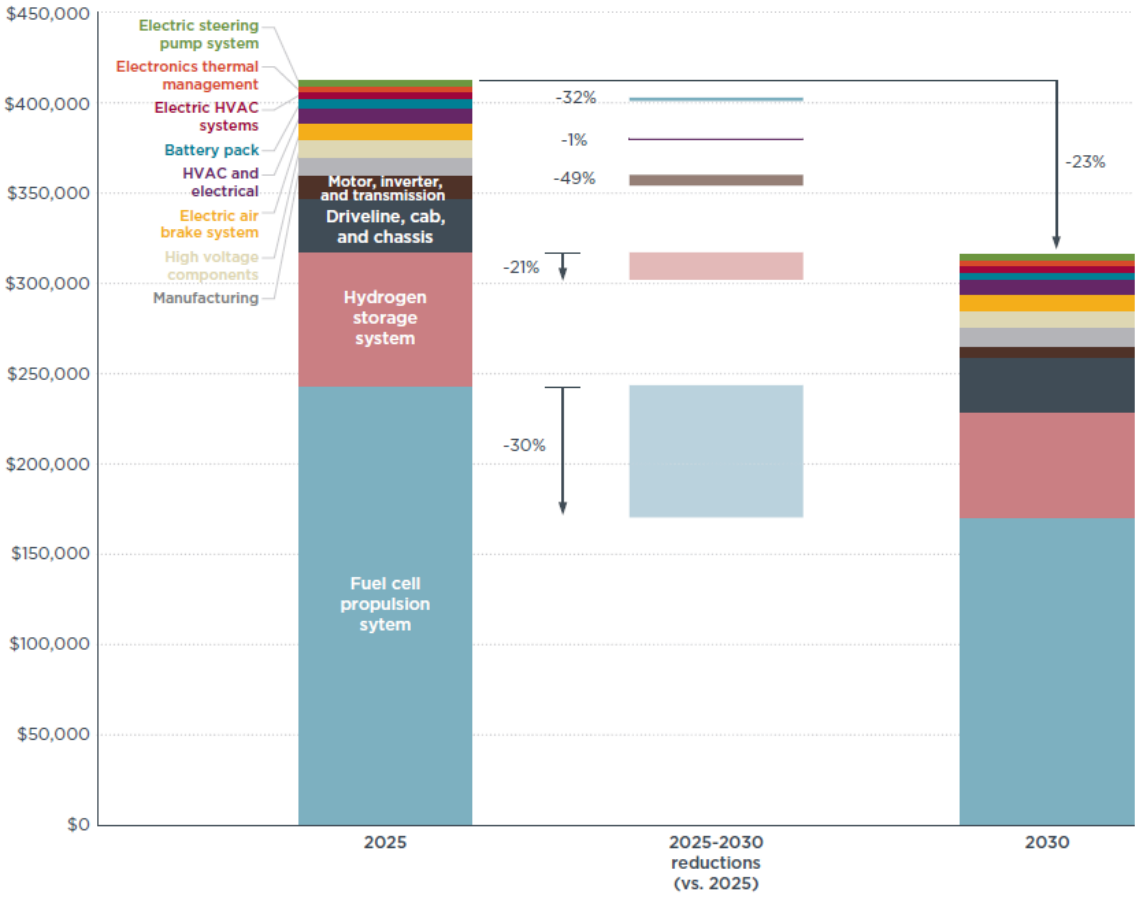


Figure 14. Réductions de coûts estimées pour les composants des camions tracteurs à pile à hydrogène en 2030 et la composition estimée des coûts en 2030 [36].

1.2.5.6. Coût de l'infrastructure.

Pour établir un système énergétique où l'hydrogène est un combustible d'utilisation finale, il est nécessaire d'établir des chaînes

d'approvisionnement qui le rendent disponible à un prix raisonnable le long des routes empruntées par les véhicules lourds. Dans ce sens, nous pensons qu'une étude spécifique à l'écosystème Québécois est recommandée afin d'évaluer et de comparer les faisabilités économiques des réseaux de distributions d'hydrogène selon divers scénarios où les sites de production sont centralisés et/ou décentralisés incluant la production sur le site des stations-services.

Selon une récente étude Canadienne [38], qui présente la conception et les analyses technico-économiques pour de nouvelles chaînes de valeur pour la livraison d'hydrogène depuis les sites de production centralisés jusqu'aux stations-service prenant en charge les véhicules utilitaires lourds, y compris les camions, les bus et les trains. Selon les auteurs de ce rapport, bien que les conclusions présentées par cette étude devraient être pertinentes pour toute région du Canada intéressée par la production d'hydrogène avec des émissions faibles de GES, les paramètres choisies pour cette étude sont propres à la région d'Edmonton en Alberta (Edmonton Région Hydrogen Hub) ou des stations de ravitaillement en hydrogène (SRH) de tailles différentes (0.4, 2 ou 8 t H₂) ont été évaluées à des distances de 5, 40 et 300 km d'un site de production d'hydrogène centralisé. La figure 15 résume les scénarios étudiés qui incluent deux modes de production ; i.e. hydrogène vert et hydrogène bleu, et trois différentes chaînes d'approvisionnement aux stations de ravitaillement : (i) l'hydrogène comprimé dans des tubes trailers (TT) transportées par camion jusqu'aux stations ; (ii) l'hydrogène liquide (LH₂) dans des réservoirs cryogéniques transportés par camion jusqu'aux stations ; et (iii) l'hydrogène comprimé dans des pipelines jusqu'aux stations. Le coût de ravitaillement en hydrogène à la station-service comprend : (i) tous les coûts associés à la production à partir des intrants ; (ii) les coûts associés aux traitement/transformation

(*processing* peut inclure: purification, compression, liquéfaction) et à la livraison aux stations-services, et (iii) le coût de la station de ravitaillement.

Les coûts de traitement/transformation et les coûts de livraison dépendent de l'échelle, de la distance, et de la technologie utilisée pour transporter l'hydrogène tandis que le coût de la station de ravitaillement lié au mode de livraison et à la taille de la station.

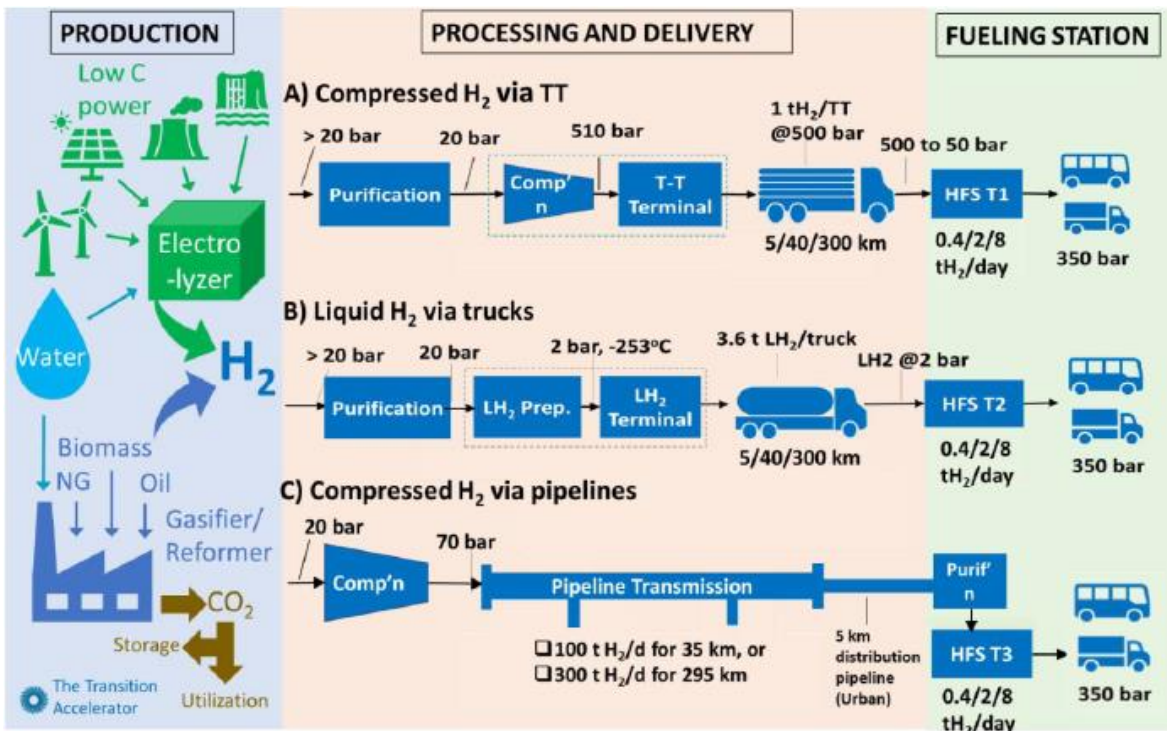
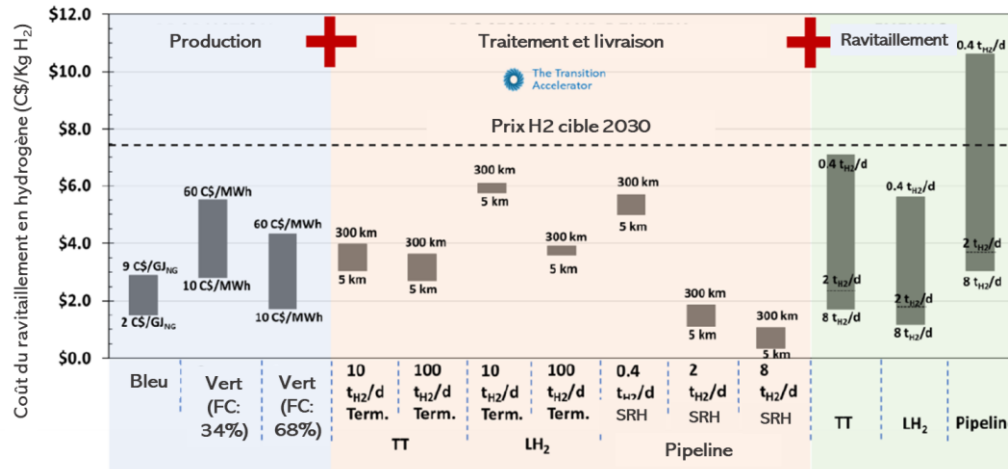


Figure 15. Itinéraires de livraison d'H₂ depuis une installation de production centralisée jusqu'aux SRH : A) H₂ comprimé par tubes trailers, B) H₂ liquide par camions C) H₂ comprimé par pipelines [38].

Les principaux résultats sont présentés à la Figure 16, qui montre que, dans une économie de l'hydrogène parvenue à maturité, en tenant compte des économies d'échelle, le coût total estimé du ravitaillement en hydrogène devrait être compétitif par rapport au diesel pour le transport lourd, entre 5 et 8 C\$ kgH₂ ou entre 35 et 56 C\$/GJ H₂. En outre, pour atteindre cet objectif, les conclusions générales de cette étude sont réparties comme suit [38] :

- Coûts de de la production :** Afin d'obtenir un coût de ravitaillement en hydrogène compétitif avec celui en diesel, les coûts de production devraient être inférieurs à 3 C\$/kgH₂. Les coûts de la production de l'hydrogène vert dépendent des coûts et de la disponibilité quasi continue de l'électricité de l'électricité à faible teneur en carbone. Avec le coût actuel des électrolyseurs, et si l'électricité à faible teneur en carbone est disponible ≥68% du temps, l'hydrogène vert peut être produit à faible coût (< 30 C\$/MWh). D'un autre côté, la production de l'hydrogène bleu via le vaporeformage du méthane représente l'option la moins chère (<1.8 C\$/kgH₂) pour une province comme l'Alberta qui dispose du gaz naturel à faible coût et de la géologie nécessaire pour le stockage du carbone.
- Coûts des traitements/transformations et de la livraison :** Dans les premiers stades de développement du marché à faible demande (<1 tH₂/station/jour), la livraison d'hydrogène gazeux sous pression via des remorques à tubes (tube trailers) a plus de sens pour les courtes distances, tandis que la livraison de l'hydrogène à l'état liquide est plus attractive pour les distances supérieures à 300 km. Dans un marché mature, l'approvisionnement par pipeline des grandes stations de ravitaillement (≥2 tH₂/jour) représente le scénario présentant les coûts d'approvisionnement les plus bas (<1 C\$/kgH₂) et ceci dans le cas où une demande globale importante existe (~1 tH₂/jour par km de pipeline) ce qui permettra d'amortir le coût des pipelines de transport.
- Coûts des stations de ravitaillement:** Ces coûts sont très dépendants du mode de livraison (Tube trailers (TT), réservoirs d'hydrogène liquide (LH₂) ou pipeline), il convient de noter que le déploiement de grandes stations de ravitaillement (≥2 tH₂/jour), combiné à une utilisation élevée, peut entraîner des coûts de stations de

ravitaillement de 1,5 à 3 \$CAN/kgH₂ selon la méthode d'approvisionnement.



Note : i) Les coûts ont été calculés en supposant un retour sur investissement de 8 % des coûts en capital et sont rapportés en dollars canadiens de 2019 (C\$). ii) L'analyse a été effectuée dans l'hypothèse d'un grand centre H₂ desservant de multiples stations-service d'hydrogène (SRH). iii) Trois distances de livraison différentes ont été analysées : 5 km, 40 km ou 300 km. iv) Le compresseur central, le terminal TT, le liquéfacteur et les terminaux LH₂ sont supposés être situés sur/près du site de production et sont conçus comme des installations à grande échelle (10-100 tH₂/jour). v) Les SRH ont été analysés à trois échelles différentes : 0,4 tH₂/jour, 2 tH₂/jour et 8 tH₂/jour et distribuant du H₂ à 350 bars. vi) Les grandes canalisations de transport ont été modélisées pour transporter 300 tH₂/jour sur une distance de 295 km et 100 tH₂/jour sur 35 km). vii) FC= Facteur de capacité.

Figure 16. Coût du ravitaillement en H₂ (C\$/kgH₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté [38].

Il est important de mentionner que le coût réel de la construction d'une station de ravitaillement en hydrogène varie considérablement d'un pays à l'autre, principalement en raison de différences concernant les exigences en matière de sécurité et d'autorisation [39]. Toutefois, il y a de fortes économies d'échelle. Augmenter la capacité de 50 à 500 kgH₂/jour seraient susceptibles de réduire le coût spécifique (c'est-à-dire le coût d'investissement par kg d'hydrogène distribué) de 75 %. Des stations de plus grande capacité allant jusqu'à quelques 1 000 kgH₂/jour sont prévues, en particulier pour les applications lourdes, et celles-ci offrent un potentiel pour d'autres économies d'échelle [39]. Il est également possible de réduire les coûts grâce à un passage à plus d'options d'approvisionnement avancées (telles que la très haute pression ou l'hydrogène liquide) et grâce

à la mise à l'échelle dans la fabrication de produits de stations-service (via la production de masse de composants, tels que les compresseurs) [39].

La Figure 17 présente une estimation du coût d'investissement des stations de ravitaillement en hydrogène, en fonction de la capacité de livraison par jour. Les couleurs de la légende de la figure représentent différentes sources de référence, telles que le *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* ou l'*Agence internationale de l'énergie (IEA)*. Cette figure montre que les coûts d'investissement des stations vont de 0,6 à 2 millions d'USD pour les stations dont la pression d'hydrogène à la pompe est de 700 bars, et 0,15 à 1,6 million d'USD pour les stations dont la pression d'hydrogène à la pompe est de 350 bars ; en outre, les valeurs extrêmes inférieures correspondent à une capacité de livraison de 50 kg d'hydrogène par jour, tandis que la valeur extrême supérieure correspond à une capacité de livraison de 1 300 kg d'hydrogène par jour [39].

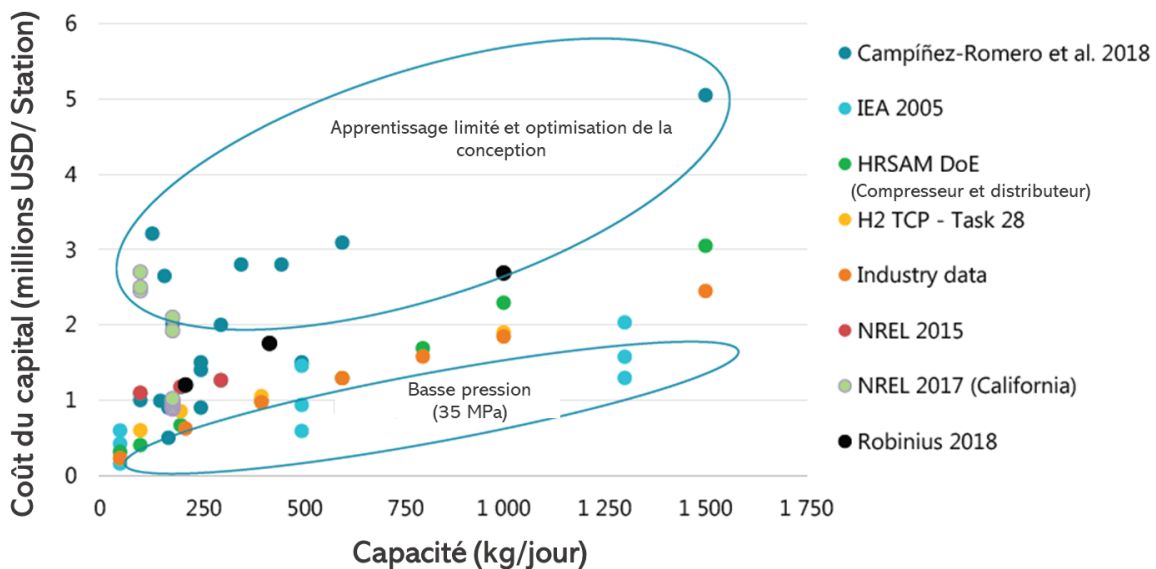


Figure 17. Coûts d'investissement des SRH en fonction de la capacité.
Adapté [39].

1.3. PROJETS D'ESSAI ET DE DÉMONSTRATION DANS LE MONDE

Pour dépasser le stade de la démonstration et atteindre des niveaux de production permettant la commercialisation de véhicules lourds à émissions nulles, les gouvernements et les entreprises doivent collaborer pour élaborer et mettre en œuvre des projets pilotes. La Figure 18 présente les projets les plus pertinents au niveau international, spécifiquement pour le cas du VLPH de classe 8, qui sont en cours de planification, en cours ou terminés. Il est important de noter que la mise en œuvre de ces projets est le résultat du travail conjoint des fournisseurs d'infrastructures, des fabricants de pièces détachées, des entreprises de gros et de détail et des gouvernements [41].

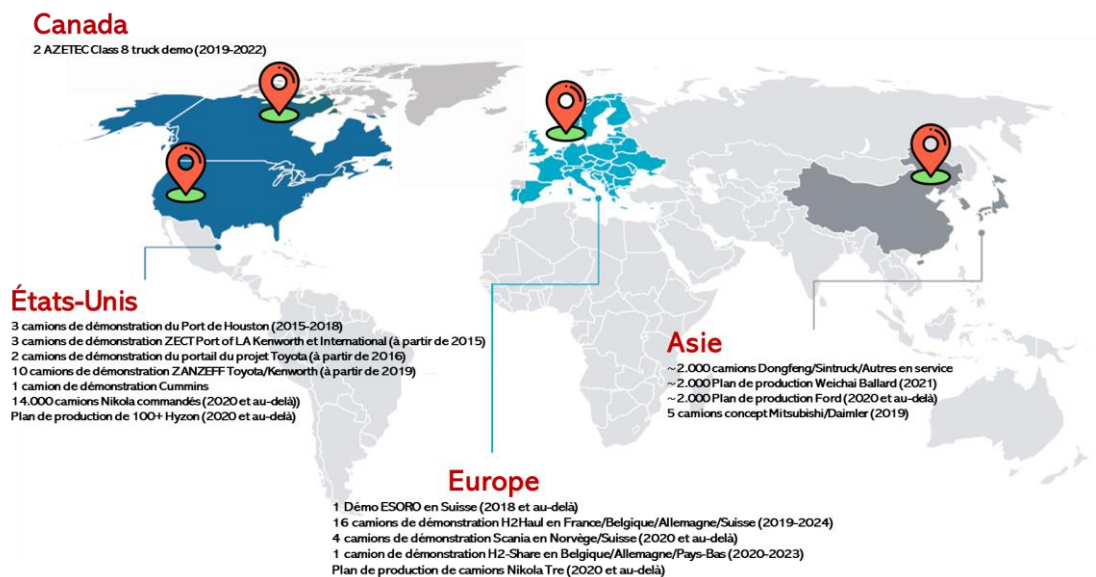


Figure 18. Déploiements mondiaux de camions VLPH (effectifs ou prévus).
Adapté de [15].

Les projets de démonstration aux États-Unis ont été caractérisés principalement par la coopération entre des entreprises telles que Nikola Motors et Kenworth, ainsi que par un fort soutien du gouvernement aux investissements dans l'économie de l'hydrogène. C'est ainsi que le département de l'énergie américain (DOE) soutient, entre autres, les

projets suivants : i) H₂@Scale 2019, doté de 31 millions d'USD ; ii) les technologies de pointe pour les véhicules, doté de 133 millions d'USD (2020) ; iii) la recherche sur la technologie des poids lourds et des véhicules hors route, doté de 51 millions d'USD, dont 28,5 millions d'USD consacrés à la technologie des poids lourds à hydrogène et aux systèmes de ravitaillement en hydrogène (2019). Les principaux projets aux États-Unis sont situés dans les régions de Californie notamment à Los Angeles et aussi à Houston au Texas. Le projet le plus prometteur est celui de Nikola Motors, qui a reçu plus de 14.000 commandes pour son modèle de camion Nikola Two VLPH de classe 8, dont la production à l'échelle commerciale devrait débuter en 2023 [15].

Les projets européens ont donné un coup de fouet au secteur, au point que l'on prévoit que plus de 1,7 million de VLPH pourraient être en circulation d'ici 2050, ce qui représente jusqu'à 25 % de la flotte en Europe. L'Europe a investi environ 1,33 milliard d'euros de fonds de recherche et de développement Horizon 2020 entre 2014 et 2020, ce qui a conduit au déploiement de plus de 190 projets pour stimuler une économie européenne de l'hydrogène, dont 60 projets et 926 millions d'euros d'investissements ciblés dans les véhicules et les infrastructures de hydrogène [15]. De même, l'un des projets réels les plus représentatifs en Europe est l'essai de véhicules à zéro émission en Suisse, qui a débuté en 2020 avec une flotte de 47 camions Hyundai XCIENT à hydrogène. Ces camions ont récemment réussi à accumuler 5 millions de km en conditions réelles sur les routes suisses, marquant ainsi une étape importante pour les camions à hydrogène fournissant ainsi un exemple clair de l'écosystème requis pour la transition vers les véhicules lourds à hydrogène [42], [43].

Enfin, les projets en Asie représentent également un leadership important pour le secteur, car ils ont déployé des stratégies axées sur le développement et la mise en œuvre des VLPH. Il s'agit notamment de

projets tels que les subventions accordées en Chine pour les camions ou les bus à hydrogène, allant de 48.000 à 79.000 dollars par véhicule, et l'établissement des plans d'action comprenant une feuille de route technologique pour la production d'environ 3.000 véhicules commerciaux à pile à combustible à hydrogène (camions et bus) [15]. Parmi les projets les plus prometteurs figurent ceux de JMC (une société de Ford Motor Company) et de la coentreprise Ballard Weichai, qui prévoient produire 2.000 camions de classe 8 chacun.

Le Tableau 8 énumère les principaux projets annoncés par les différentes marques du secteur, en particulier pour les modèles de camions électriques lourds à pile à combustible.

Tableau 8. Modèles de camions électriques à pile à combustible pour poids lourds [17].

Marque	Modèle	Portée (km)	Année de disponibilité
Hyundai	XCIENT	400	2019
Hyzon	Hymax	400-680*	2021
Hyzon	FCET 8	800	2021
Dayun	E8	310	2021
Dayun	E9	430	2021
Skywell	TP11	500	2021
FAW	J7	700	2022
Feichi	FSQ4250	500	2022
King Long	KLQ4250FCEV3	510	2022
SAIC	CQ1180FCEVEQ	-	2022
Shaanxi	X5000	-	2022
Dongfeng	LZ5180	460	2022
Hyundai	HDC-6	1280	2023
Kenworth	T-680	480	2023
Nikola	Tre	800	2023
Nikola	Two	1450	2024

* Les portées sont données pour les configurations de 24, 46 et 70 tonnes.

- **Consommation moyenne d'une flotte de VLPH**

En 2020, une étude européenne [33], a examiné 3 cas d'utilisation de petites flottes de VLPH en s'appuyant sur des informations relatives à des

itinéraires réels. Les figures suivantes résument les caractéristiques des camions, les parcours journaliers, la consommation de la flotte.

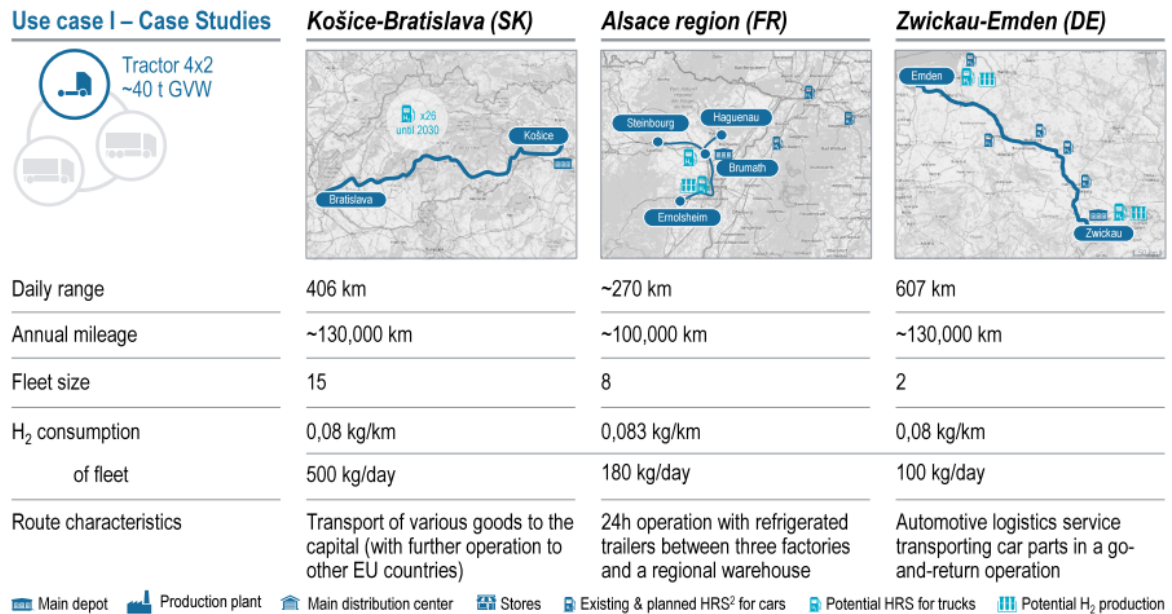


Figure 19. Étude de cas 1 : itinéraire long courrier avec des camions 40 t [33].

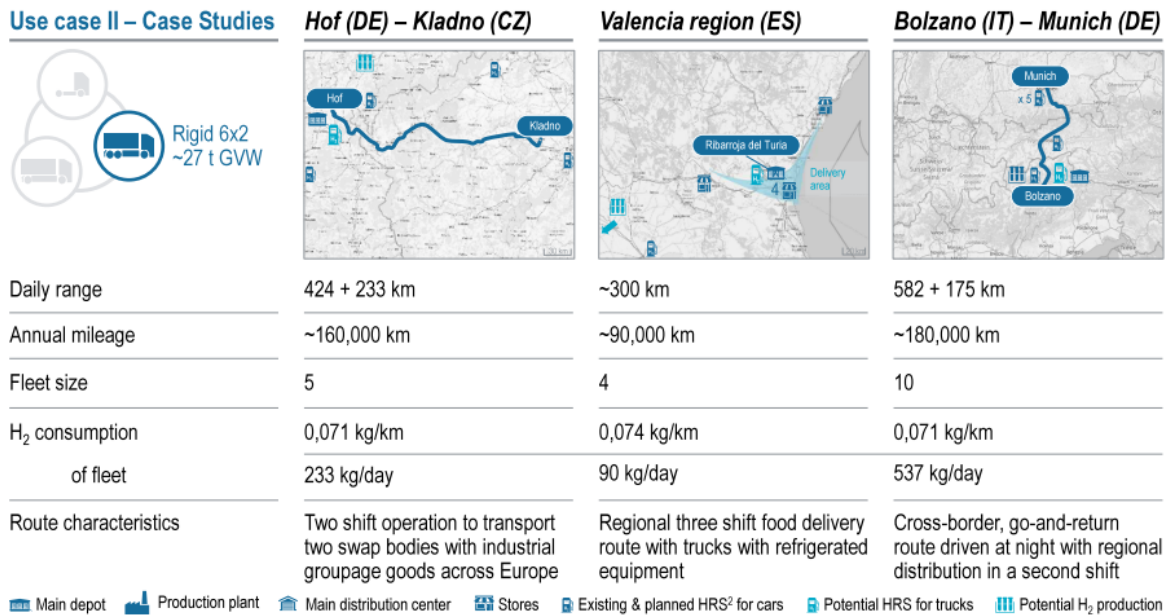


Figure 20. Étude de cas 2 : itinéraire moyen/long courrier avec des camions 27 t [33].

Use case III – Case Studies



	Hatfield (UK)	Leoben-Göss region (AT)	Flen-Stockholm (SE)
Daily range	200 km	~76 km (on average)	260 km
Annual mileage	~75,000 km	5,000-25,000 km	65,000 km
Fleet size	6	10	10
H ₂ consumption	0,066 kg/km	0,066 kg/km	0,069 kg/km
of fleet	80 kg/day	50 kg/day	18 kg/day
Route characteristics	Closed loop multi-drop transport delivering clothing and home goods to the client stores	Milk run distribution from a regional brewery to outlets in the same district	Refrigerated trucks transport food from the production site to the capital (secondary outbound)

Figure 21. Étude de cas 3 : itinéraire de distribution régional avec des camions 18 t [33].

2. L'HYDROGÈNE AU CANADA ET QUÉBEC

Sur le plan international, le Canada est considéré comme un pays stratégique pour la production d'hydrogène à faible teneur en carbone et à un prix compétitif. De plus, lors de l'atelier sur l'hydrogène organisé par *Ressources Naturelles Canada* à Ottawa en 2019, quatre sources principales de production d'hydrogène dans le pays ont été envisagées : le reformage à la vapeur du gaz naturel, le gaz de synthèse, l'utilisation des surplus d'électricité nucléaire et l'utilisation de l'hydroélectricité et des éoliennes [44]. La Figure 22 présente le potentiel de production d'hydrogène au Canada par province, selon la source de production.

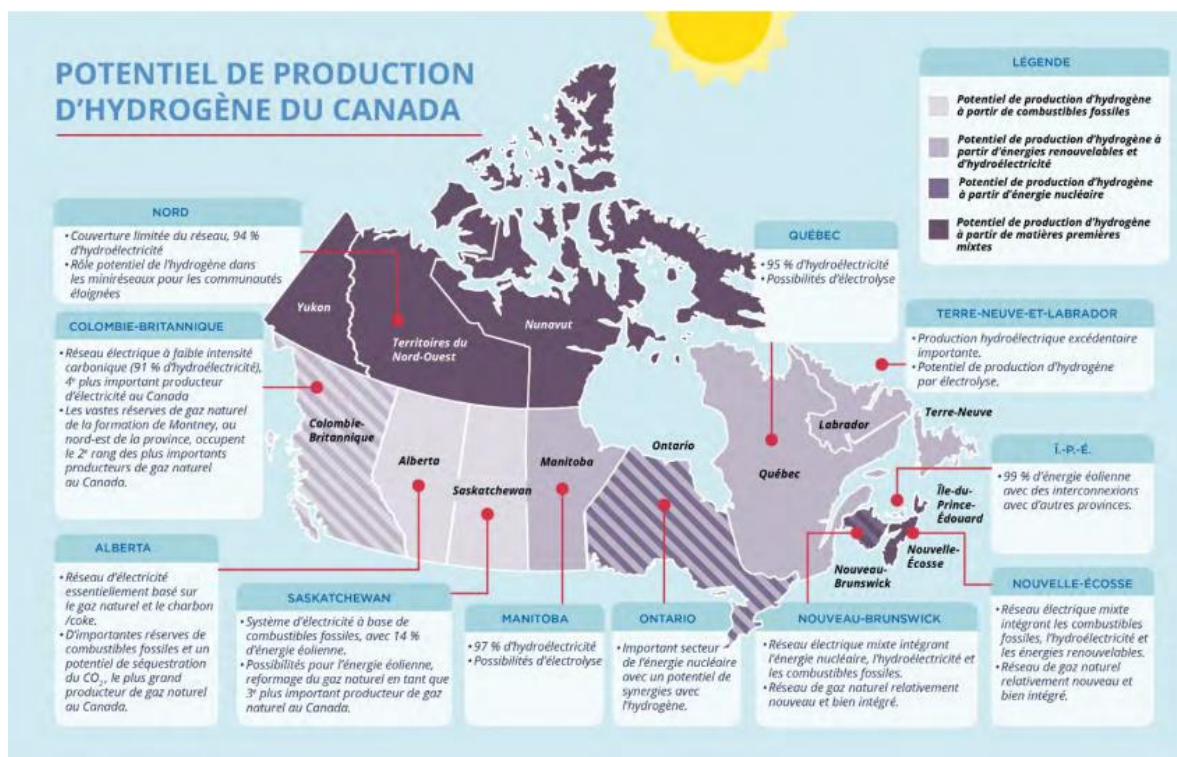


Figure 22. Potentiel de production d'hydrogène du Canada [45].

La province de Québec se positionne comme l'une des provinces où l'énergie hydroélectrique est la plus élevée et où les coûts de l'électricité

sont les plus bas par rapport aux autres provinces. Grâce à ses abondantes ressources en hydroélectricité et en biomasse, elle offre de nombreuses possibilités à explorer pour la production d'hydrogène à partir de différentes technologies, comme l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène vert, ou encore le reformage du méthane pour produire de l'hydrogène bleu [44].

Le chapitre ci-dessous présente le paysage actuel de l'hydrogène au Canada, et plus particulièrement dans la province de Québec.

2.1. LA PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE

Selon le rapport *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique -Volet A* [46], la production d'hydrogène au Canada est estimée à ~1,8 MT/an (excluant l'autoproduction des raffineries et incluant la production d'ammoniac). De même, la production d'hydrogène au Québec est estimée à ~100kT/an, dont seulement ~12kT/an d'hydrogène commercial, produit par deux entreprises : Messer (anciennement Linde) située à Magog, et Air Liquide située à Bécancour. Messer produit ~5,06 kTH₂/an et Air Liquide ~7,1 kTH₂/an [47] . De plus, les deux raffineries de la province produisent ~90 kTH₂/an pour alimenter leurs propres procédés, de sorte que ~106 TH₂/jour sont fournis par la raffinerie Suncor et ~150 TH₂/jour par la raffinerie Valero. À cet égard, le Québec produit environ 0,1 % du marché mondial [46]. Le Tableau 9 résume les projets actuels de production d'hydrogène au Québec, selon les informations les plus récentes rapportées en 2022 par l'étude "*État de l'énergie au Québec*" [47].

Tableau 9. Production d'hydrogène au Québec, 2021 [48].

	Lieu	Technologie	Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Description
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)				
Air Liquide	Bécancour	Électrolyse	Eau ; 20 MW	-
Station Harnois	Québec	Électrolyse	Eau ; 1 MW	Alimente 50 véhicules appartenant au gouvernement provincial et à la Ville de Québec.
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable ¹				
Air Liquide (Olin)	Bécancour	Électrolyse	Chlore-alcali	Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chlore-alcalis de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Messer Canada (Nouryon)	Magog	Électrolyse	Chlorate de sodium	Nouryon produit de l'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO₂)				
Air Liquide	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
Suncor	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	-
Valero	Lévis	Reformage catalytique	Naphte lourd	Reformage servant à améliorer l'octane du naphte dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .

¹ Il existe au Québec d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être revalorisé (ex., Erco Mondial à Buckingham, Chemtrade et Westlake à Beauharnois).

D'autre part, selon la même étude [48], il n'existe pas de recensement officiel des projets hydrogène au Québec ; cependant, avec les informations existantes, il a été estimé qu'en 2021, 91% de l'hydrogène produit dans la province était de l'hydrogène gris, à partir de gaz naturel et de naphta lourd, comme le montre la Figure 23.

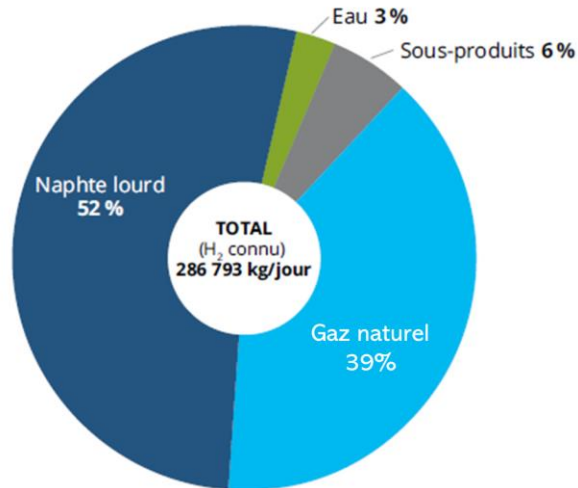


Figure 23. Production d'hydrogène au Québec selon la source d'intrant, 2021 [48].

La Figure 24 présente une projection de la demande mondiale d'hydrogène jusqu'en 2050. En se basant sur la part de marché actuelle du Québec en matière d'hydrogène et sur les informations de la figure, il serait nécessaire de construire une capacité de production supplémentaire comprise entre 30 kT/an et 500 kT/an d'ici 2050, ce qui correspond à une demande d'électricité comprise entre 1,79 TWh et 29,9 TWh [47].

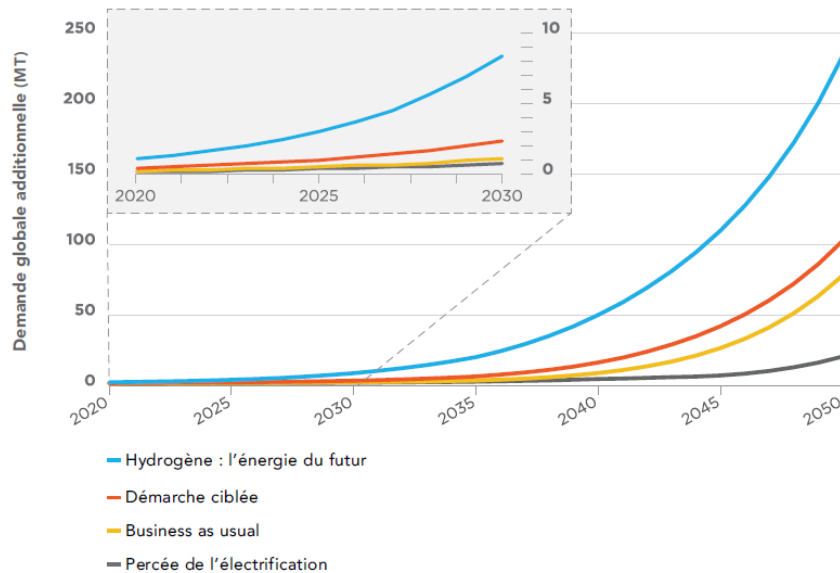


Figure 24. Projection de croissance de la demande en hydrogène [47].

2.1.1. Potentiel de la production d'hydrogène par électrolyse au Québec

à titre de référence, la production d'un kilogramme d'hydrogène nécessite 55 à 60 kWh d'électricité et 10 à 14 litres d'eau, ce qui implique que si l'on considère une usine comme celle du complexe de la Romaine (8 TWh/an), il serait possible de produire ~140 kT d'hydrogène vert [46]. Compte tenu de la ressource hydroélectrique du Québec, ainsi que du faible coût de l'énergie, la possibilité de produire de l'hydrogène par électrolyse pendant les périodes de faible consommation est une opportunité intéressante pour la province. Cette stratégie permettrait une meilleure adéquation entre l'offre et la demande en produisant de l'hydrogène, en le stockant et en l'utilisant pendant les pics de consommation, ce qui réduit les pertes d'énergie et permet de mieux répondre aux fluctuations [49].

Au niveau national, plusieurs projets de production d'hydrogène vert utilisant l'électrolyse de l'eau ont été développés au cours des deux dernières décennies, comme le montre le Tableau 10. Il est important de considérer que la poursuite du déploiement industriel et l'augmentation de la production engendreraient une courbe d'apprentissage plus rapide, permettant de mieux répondre aux obstacles actuels à la commercialisation et aux coûts d'installation [50].

Tableau 10. Installations d'hydrogène électrolytique au Canada [50].

Nom du projet	Début	Fin	Technologie	MWel ¹
Air Liquide Bécancour	2020	-	PEMC ²	20
Markham Energy Storage, Ontario	2018	-	PEMC	2.5
Enbridge P2G Toronto	2017	2017	PEMC	2.0
Raglan Nickel Mine	2015	2020	AEC ³	0.315
Ramea Wind-Hydrogen-Diesel Project	2011	-	AEC	0.162
HARP System, Bella Coola	2010	-	AEC	0.320
Wind-H2 Village Prince Edward Island	2009	2011	AEC	0.300
IRENE System	2007	2009	AEC	0.006
Laboratory Plant HRI Québec	2001	-	AEC	0.005

¹ Mégawatts électriques, ² L'électrolyse alcaline, ³ L'électrolyse à membrane échangeuse de protons.

Alors que le coût de la production d'hydrogène a été abordé dans le chapitre 1 du présent document, la Figure 25 résume les résultats des travaux rapportés par [47] sur l'étude de sensibilité des coûts de production d'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM¹. Cette étude considère dans les deux premiers cas, le tarif L² d'Hydro-Québec pour la période d'analyse. Si l'on compare ces coûts au coût actuel de la production d'hydrogène par reformage (2-3 USD\$/kg sans taxe sur le carbone et sans capture du carbone), le potentiel économique à long terme de la production d'hydrogène vert dans la province de Québec est évident [47].

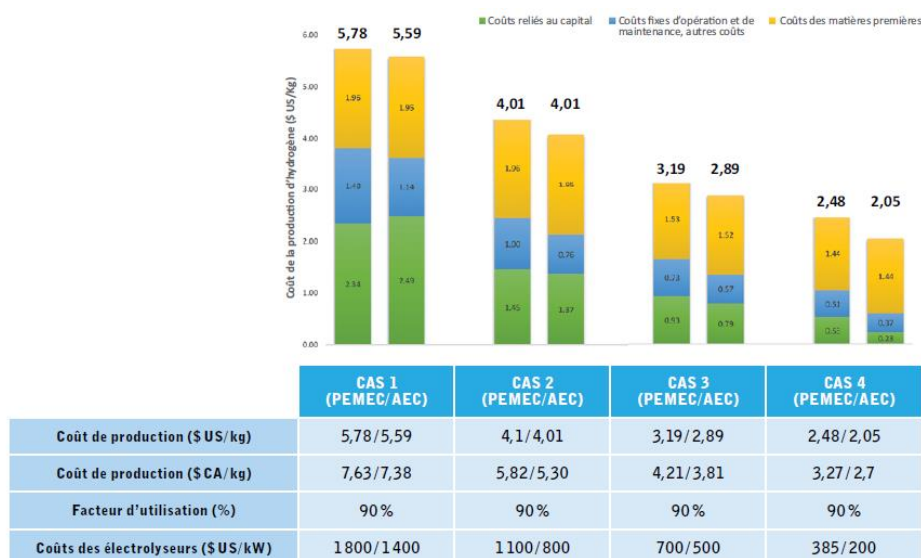


Figure 25. Étude de sensibilité de coûts de production de l'hydrogène vert pour les technologies alcalines et PEM (\$ US) [47].

¹ « Cas 1: ventilation caractéristique des CAPEX et des éléments de coûts liés à l'exploitation, la maintenance et les matières premières sur le coût de l'hydrogène pour un coût d'électrolyseur de 1 800 et 1 400 \$ US/kW pour le PEMEC et l'AEC respectivement, pour un coût de l'électricité de 4,5 ¢ CA/kWh. Cas 2: on fait appel à un électrolyseur moins cher, ce qui démontre les avantages d'une réduction des CAPEX. Cas 3: suppose un électrolyseur à CAPEX faible, la disponibilité d'électricité à faible coût, soit 3,5 ¢ CA/kWh. Cas 4: réduction du coût du capital obtenue pour des raisons telles que des matériaux de construction à faible coût, des changements dans les procédés de fabrication, etc.» [50].

² « Le tarif L s'applique dans le cas d'un abonnement annuel dont la puissance souscrite est de 5 000 kilowatts (kW) ou plus, et qui est lié principalement à une activité industrielle. Avec les options d'électricité interruptible pour la clientèle du tarif L, Hydro Québec vous accorde des crédits lorsque vous réduisez votre consommation d'électricité sur demande. Cette option a été créée pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité au Québec » [67].

2.1.2. Potentiel de la production de l'hydrogène par biomasse au Québec

le Québec présente également un fort potentiel de production d'hydrogène à partir de la biomasse, étant donné qu'il dispose de ~6,5 millions de tonnes de résidus forestiers par an [49], avec un coût de production compris entre 4,4 et 4,6 USD\$/kg H₂, selon une étude technico-économique [51]. De plus, comme le rapporte [52], la province pourrait produire environ 50 000 T/an d'hydrogène décarboné, avec seulement 59 MW d'énergie électrique, ce qui représente entre 5,0 et 5,5 moins d'énergie que le procédé d'électrolyse, pour la même quantité d'hydrogène. De même, en considérant le taux L d'Hydro-Québec pour le coût de l'électricité, [52] indique que même l'hydrogène décarboné à partir de la biomasse pourrait être produit à un coût déployé (qui comprend la production, le stockage et le transport éventuel) compris entre 3,52 et 4,94 CAD\$/kg H₂.

Cependant, la durabilité associée aux processus qui utilisent la biomasse pour produire de l'énergie est toujours en discussion, étant donné l'impact de cette ressource sur l'environnement. Selon [52], le Québec ne pourrait remplacer que 20% des combustibles fossiles consommés sur son territoire par de l'hydrogène issu de la biomasse.

2.2. INFRASTRUCTURES D'HYDROGÈNE

L'un des points clés du déploiement de l'hydrogène dans le secteur du transport lourd est la mise en place de stations de ravitaillement en hydrogène à des endroits stratégiques du pays. La Figure 26 présente l'évolution du nombre de stations de ravitaillement en hydrogène dans le monde (à gauche), ainsi que le rapport entre le nombre de véhicules électriques à pile à combustible et le nombre de stations de ravitaillement en hydrogène (à droite). A partir de là, il est possible d'observer comment le

nombre de stations dans le monde est passé d'environ 700 en 2021 à environ 975 à la fin du mois de juin 2022 [17]. Une réduction du rapport entre les véhicules à hydrogène et les stations de ravitaillement en hydrogène est également évidente pour des pays comme la Chine et la Corée, grâce au déploiement rapide des stations de ravitaillement. Toutefois, dans des pays comme les États-Unis, le déploiement des stations de ravitaillement a été plus lent que le nombre de voitures à hydrogène mises sur le marché. À l'échelle mondiale, on dénombre actuellement environ 60 VPH par SRH [17].

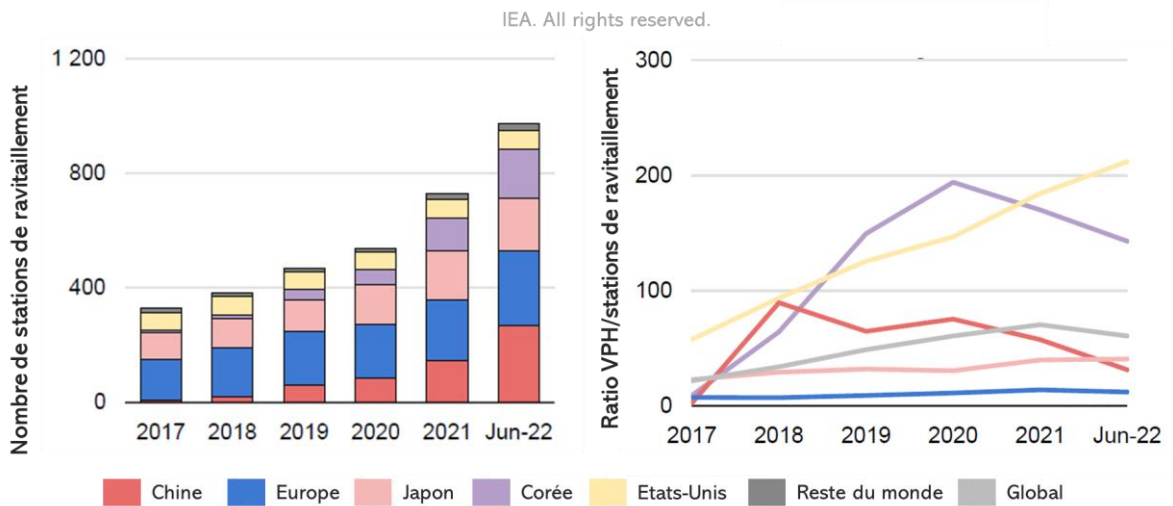


Figure 26. SRH par région et rapport entre les véhicules électriques à pile à combustible et les SRH. Adapté de [17].

Le prix du ravitaillement en hydrogène est sensible au taux d'utilisation des stations. Ainsi, un ratio de 10 voitures par station indique que les stations ne fonctionnent que 10 % du temps (en supposant une taille de 50 kg H₂/jour) [39]. Cela implique un prix élevé de l'hydrogène (15-25 USD\$/kg H₂), si les coûts associés à l'installation et au fonctionnement des stations de ravitaillement en hydrogène (SRH) devaient être amortis par les ventes [39]. En ce sens, plus l'utilisation des SRH est élevée, plus le prix de l'hydrogène est bas [39].

Selon le dernier rapport du Ministère Américain de l'Énergie, il existe actuellement environ 61 stations d'hydrogène en Amérique du Nord (États-Unis et Canada), dont 54 sont situées aux États-Unis et 7 au Canada [53]. Le Tableau 11 résume les stations situées au Canada, dont 6 sont ouvertes au public, et seulement 1 est située au Québec.

Tableau 11. stations de ravitaillement d'hydrogène au Canada [53].

Province	Entreprise	Localisation	Pression	Remarques
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	8686 Granville St Vancouver, BC V6P 5A1	700 bar	Ouvert en 2018. Entièrement opérationnel. Disponible pour tous les clients.
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	4505 Canada Way Burnaby, BC V5G 1J9	700 bar	Ouvert en 2019. Actuellement non disponible ¹ .
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	4001 Quadra St Victoria, BC V8X 1K1	700 bar	Ouvert en 2020. Approvisionnement limité. Disponible pour tous les clients.
Colombie-Britannique	HTEC - Hydrogen Technology & Energy Corporation	2501 Westview Dr North Vancouver, BC V7N 3W9	700 bar	Ouvert en 2020. Entièrement opérationnel. Disponible pour tous les clients.
Québec	Esso Harnois Groupe Pétrolier -HTEC ²	5105 boul. Wilfrid-Hamel Ville de Québec, G2E 2G8	700 bar	Disponible pour tous les clients.
Ontario	Hydrogenics	220 Admiral Blvd Mississauga, ON L5T 2N6	700 bar	Disponible uniquement pour un certain sous-ensemble de clients.

¹ Selon les informations rapportées par le HTEC sur son site web, en novembre 2022 [54]. ² Deux stations HTEC-Harnois de ravitaillement, avec une capacité de stocker environ 150 kg d'hydrogène venant de production hors site, sont en construction à Dorval et Québec [48].

Bien qu'il n'y ait pas de consensus actuel entre le nombre de véhicules à hydrogène circulant actuellement dans le pays, [50] rapporte qu'en 2018 au Canada, il y avait 17 FCEV légers, 1 camion, 2 bus et plus de 400 chariots

élevateurs ; tandis que [55] rapporte en 2020 l'existence de seulement 89 véhicules à hydrogène sur les routes du pays, contre 193 000 véhicules électriques ou hybrides. Ce qui est certain, en revanche, c'est que le seul chiffre officiel rapporté est l'achat de 50 Toyota Mirai par le gouvernement du Québec en 2018, première province à proposer les véhicules à hydrogène de cette marque [56], [57].

De plus, bien que le coût d'investissement des stations de ravitaillement en hydrogène soit généralement élevé (voir la section 1.2.5.6. *Coût de l'infrastructure*, du présent document), il a été estimé que plus de 400 SRH sont nécessaires pour une flotte d'un million de VPH, en supposant un ratio SRH/véhicule similaire à celui de la flotte actuelle de voitures à essence [39]. Cela représenterait un investissement initial de l'ordre de 0,5 à 0,6 milliard de dollars (USD), ce qui implique la nécessité d'une intervention du gouvernement par le biais de différentes politiques et stratégies pour promouvoir l'utilisation de cette technologie dans le secteur [39].

2.2.1. Quelle pression de stockage en hydrogène pour les camions lourds

Au Canada, les protocoles et les normes des stations-service sont actuellement établis par CHIC (Canadian Hydrogen Installation Code) ou NFPA-2, ainsi que SAE J2601-2. Ce dernier a développé des normes et protocoles pour les autobus à piles à combustible à hydrogène avec des réservoirs d'hydrogène de 350 bars. Cependant, les normes spécifiques aux camions de classe 8 sont inexistantes ainsi que les protocoles pour le stockage dans des réservoirs avec une pression plus élevée de 700 bars qui pourrait être souhaitée pour augmenter l'autonomie des véhicules lourds. Pour corriger cette lacune, un consortium composé de Nikola Motor Company, Hyundai, Air Liquide, Shell et Nel Hydrogen a convenu de travailler ensemble pour accélérer la normalisation des technologies de ravitaillement en hydrogène à grande capacité [15].

2.3. PROJETS ACTUELS ET FUTURS

2.3.1. Initiatives au Canada

Des entreprises canadiennes telles que Ballard Power Systems et Hydrogenics (acquise par Cummins) ont représenté le pays sur le marché international grâce à leurs initiatives dans le développement de technologies de production d'hydrogène, de piles à combustible et, plus récemment, aux projets qu'elles ont menés pour le déploiement de technologies VLFP dans différents pays. Toutefois, en ce qui concerne les initiatives mises en œuvre dans le pays, elles peuvent être résumées en trois grandes catégories : (i) la première, par le biais d'une expérimentation précoce de camions et d'autobus à pile à combustible, où 20 autobus fonctionnant avec des piles à combustible conçues par la compagnie Ballard ont été déployés lors des Jeux olympiques d'hiver de 2010 à Whistler en Colombie Britannique, (ii) la seconde, appelée « Greening The Fleet Initiative de Purolator », où, en partenariat avec Hydrogenics, Ressources naturelles Canada et Industrie Canada, le premier fourgon de livraison à pile à combustible a été intégré à Toronto. Ce projet comprenait une station de ravitaillement de 350 bars avec une production d'hydrogène sur site d'une capacité de 70 kg/jour [58] ; et iii) le projet AZETEC (Alberta Zero Emission Truck Electrification Collaborative), lancé en 2019, qui est le seul projet directement lié à la conception et à la démonstration de deux camions VLPH de classe 8 [15].

Ce dernier projet vise à développer deux camions lourds à pile à combustible qui circuleront entre Edmonton et Calgary. Le projet favorise la mobilisation d'environ 20 millions de tonnes-km de fret [33], avec environ 500.000 km parcourus entre juillet 2021 et décembre 2022 [59]. En outre, ce projet proposait une infrastructure de ravitaillement en hydrogène générée par Praxair Services Canada Inc. et tirant parti de l'infrastructure pétrolière et gazière existante. L'investissement est de 15 millions de dollars

canadiens, dont 7,3 millions proviennent de l'agence provinciale Emissions Reduction Alberta (ERA) par le biais du programme BEST Challenge. Enfin, ce projet est mené par l'Alberta Motor Transport Association [60].

2.3.2. Initiatives au Québec

Plusieurs projets sont prévus dans la province de Québec, non seulement en ce qui concerne la production d'hydrogène, mais aussi son utilisation et sa mise en œuvre dans le secteur des transports. Le Tableau 12 présente un résumé des projets en matière de production d'hydrogène vert dans la province de Québec.

Tableau 12. Production d'hydrogène à venir, au Québec [44].

Localisation	Porteurs projet	Technologie et capacité production	Investissement	Marché cible	Date de mise en service
Sorel-Tracy	Charbone Coporation, Port de Baie-Comeau et la Ville De Baie-Comeau.	Électrolyseur 0.5 MW - 230 kg/jour débutant	-	-	2022
Gatineau	Gazifère et Evolgen	Électrolyseur 20MW - 3kT/an	50 millions \$	Injection réseaux gaziers	2023-2024
Varenes	Recyclage carbone varenes (RCV), Suncor, Promen, Shell, avec appuis des gouvernement du Canada et du Québec	Électrolyseur 88MW - 11kT/an	200 millions \$	Usine de biocarburant de Recyclage Carbone Varenes (RCV)	Fin 2023
Varenes	Hénergia (co entreprise entre Greenfield, et Hy2Gen)	Électrolyseur de 30MW (extension à 80MW en 2024) - ~9kT/an à terme en 2024	250 millions \$ (2024)	Méthanol vert et GNR	Fin 2024 (80 MW)
Bécancour	H2 V Énergie	Gazéification par torche à plasma - 50kT d'H ₂ par an	1,3 milliard \$	-	Projet à confirmer

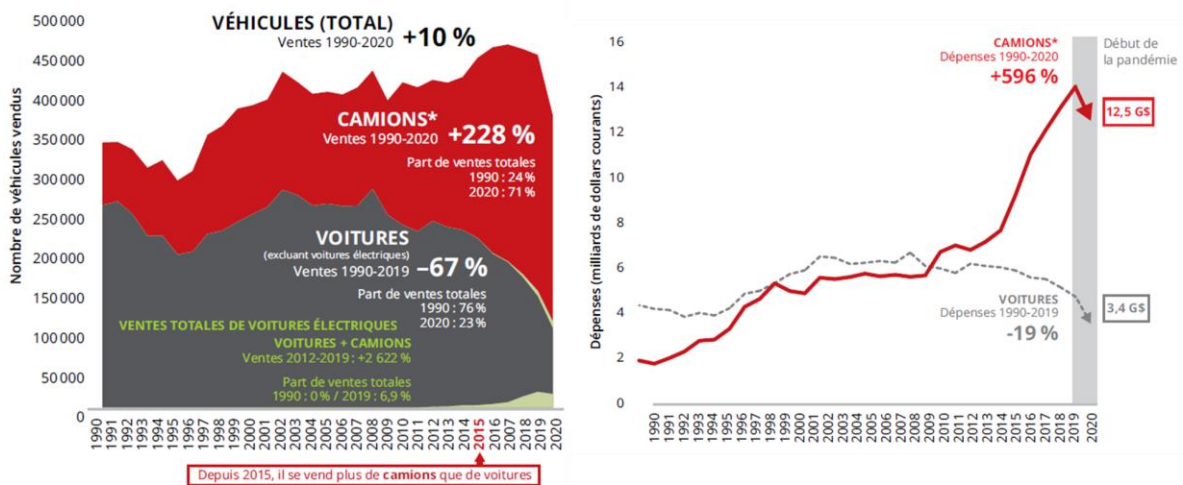
Outre les projets de production d'hydrogène, certains projets d'infrastructure au Québec offrent une possibilité d'intégration de

l'hydrogène comme source d'énergie dans le secteur des transports, ainsi qu'une opportunité économique intéressante pour la province. Parmi ceux-ci, on peut citer le futur tramway de Québec et, éventuellement, le train à haute fréquence dans le corridor Québec-Windsor [56]. Parmi les autres projets, on peut citer celui d'Air Liquide qui prévoit d'exporter une partie de l'hydrogène qu'il produit au Québec vers le marché américain (Massachusetts, Connecticut, Rhode Island, New York, Delaware et New Jersey), où au moins une douzaine de stations de ravitaillement et deux centres de distribution d'hydrogène sont prévus, en construction ou déjà en service [56].

3. SECTEUR DES TRANSPORTS AU QUÉBEC

3.1. ÉVOLUTION DU SECTEUR DU TRANSPORT

Selon la Société de l'Assurance Automobile du Québec (SAAQ), il y avait près de 6,7 millions de véhicules sur les routes du Québec en 2020, dont 162 064 camions lourds de classe 8 [16]. En 2015, la catégorie de véhicules la plus vendue correspond aux camions (qui comprennent les monospaces, les SUV et les fourgonnettes) ; de même, le montant des dépenses dans cette catégorie s'élève à ~12,5 milliards de dollars, (~3,7 fois plus que la catégorie des véhicules personnels ~3,4 milliards de dollars) [48], comme le montre la Figure 27. De même, en ce qui concerne les véhicules électriques, il est important de noter que si ce secteur a connu une croissance depuis 1990, celle-ci n'a été que de 7% jusqu'en 2020, contre 71% pour les camions, ce qui implique que pour chaque véhicule électrique, 15 camions ont été vendus [48].

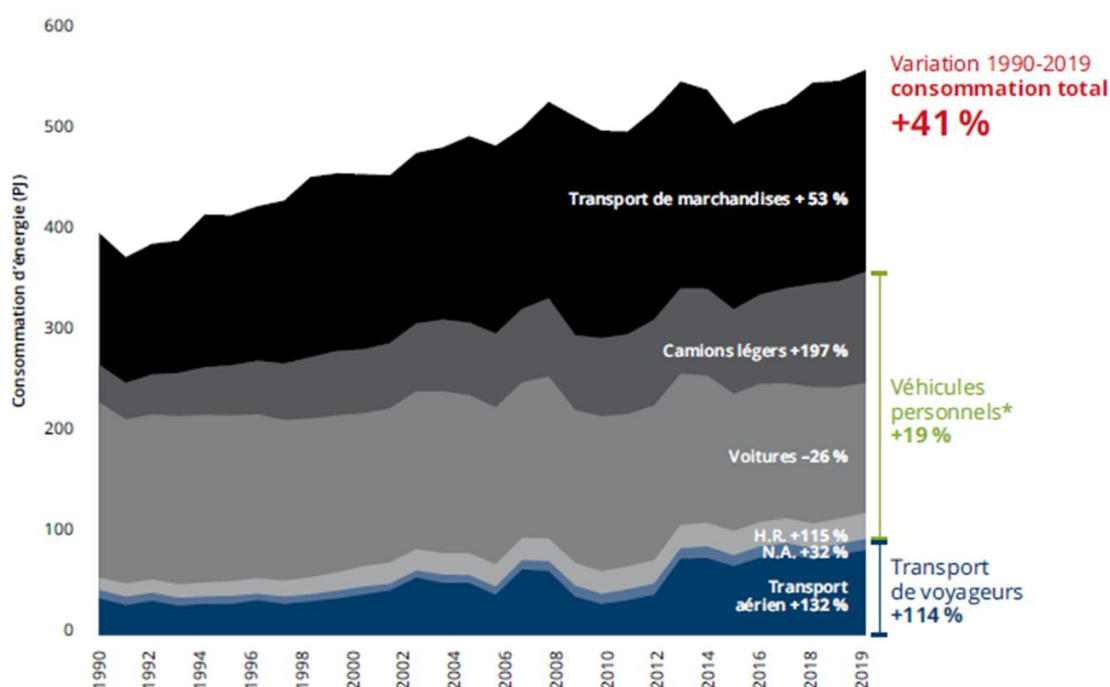


Note : *Dans la catégorie des camions, on compte les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

Figure 27. Évolution du nombre de camions et de voitures vendus (gauche) et des dépenses liées aux ventes de véhicules (droit) au Québec, 1990 à 2020 [48].

3.2. CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Sur la consommation totale d'énergie du Québec en 2019, environ 28 % est attribuée au secteur des transports, et 97 % de cette consommation provient des produits pétroliers [48]. La consommation totale d'énergie par le secteur des transports au cours des deux dernières décennies dans la province a augmenté de 41%, dont le transport de marchandises a connu une forte croissance (53%) par rapport aux véhicules personnels (19%) entre 1990 et 2019 [48], comme le montre la Figure 28.



Note: « H. R. » = Véhicules hors route. « N. A. » = Transport non aérien de voyageurs. *Inclut les motocyclettes

Figure 28. Évolution de la consommation d'énergie par mode de transport au Québec, 1990 à 2019 [48].

Selon un rapport récent [48], le transport de marchandises par camion (lourd, moyen et léger) et le transport de passagers par avion représentent 86% de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial (~295 PJ).

Le Tableau 13 présente l'évolution de la consommation moyenne de carburant par type de véhicule, où l'on constate une amélioration du rendement énergétique depuis 1990, les poids lourds consommant actuellement un tiers de carburant en moins [48]. De même, le tableau montre également la distance moyenne parcourue, où il est évident que, bien qu'il y ait eu une réduction de 8% pour les véhicules consolidés pour le transport de marchandises, les distances parcourues par les poids lourds ont représenté une augmentation de 61%, principalement en raison de la mondialisation et du commerce électronique [48].

Tableau 13. Évolution distances parcourues et consommation de carburant du parc de véhicules au Québec, 1990 à 2019 [48].

	Distance moyenne parcourue (km) 2019	Évolution 1990-2019	Consommation moyenne de carburant (l/100 km) 2019	Évolution 1990-2019
Personnel	13.786	-21%	9,3	-17%
Voitures	13.035	-25%	8,3	-19%
Camions légers	15.054	-17%	10,4	-15%
Marchandises	28.691	-8%	19,6	-29%
Camions légers	21.073	-16%	10,5	-15%
Camions moyens	21.956	-2%	19,9	-28%
Camions lourds	94.679	61%	28,5	-33%

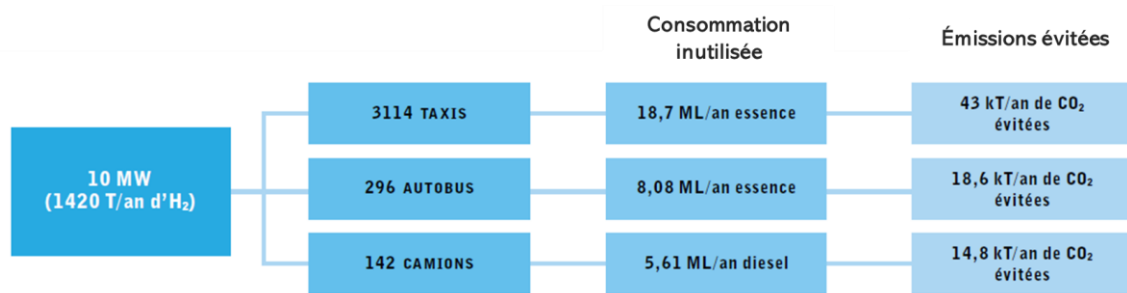
Toutefois, en ce qui concerne la consommation moyenne d'hydrogène comme carburant pour différents types de véhicules, un véhicule léger Toyota Mirai peut consommer entre 0,76 et 1 kg d'hydrogène par 100 km, un bus entre 8 et 14 kg par 100 km, un camion entre 7,5 et 15,7 kg par 100 km et un train entre 25 et 30 kg d'hydrogène par 100 km [46]. Il est important de noter que la consommation d'hydrogène dépendra de différents facteurs, tels que le poids des marchandises transportées ou le nombre de passagers dans le véhicule, la topographie du terrain, la vitesse du véhicule, les besoins en chauffage ou en climatisation, entre autres [56]. Également, il est difficile de calculer la quantité d'hydrogène supplémentaire qui devra être produite pour répondre aux besoins de

l'industrie des transports, car, outre les facteurs décrits ci-dessus, il est également important de considérer le taux de pénétration de la mobilité hydrogène et son évolution à un moment donné [46]. Toutefois, pour mettre en perspective la consommation d'hydrogène, le Tableau 14 présente le nombre potentiel de véhicules qui pourraient être alimentés par deux projets en cours au Québec : la SRH d'Harnois, qui produit 200 kg d'H₂/jour, et les unités d'électrolyse d'Air Liquide à Bécancour, d'une capacité de 8 T/jour [47].

Tableau 14. Nombre total de VPH pouvant être alimentés par les deux projets en cours au Québec [47].

Production d'H ₂ (T/an)		Consommation d'H ₂ (T/an)		Nombre de véhicules desservis
Harnois + Air Liquide	3.073	Véhicule privé	0,099	
		Taxi	0,456	6.789
		Autobus	4,8	646
		Camion de classe 8	10	310

De même, la Figure 29 présente l'impact de l'utilisation d'un électrolyseur de 10 MW pour la production de l'hydrogène vert, avec une consommation électrique de 84,97 GWh/an, sur la réduction des émissions de CO₂ spécifiquement dans le secteur des transports. On peut observer une réduction potentielle des GES entre 14,8 kT/an et 43 kT/an, selon le type de véhicule. Aussi, cela impliquerait une réduction de la consommation d'essence de 18,7 ML/an pour les taxis ou de 5,61 ML/an dans le cas du diesel [47].



Note : Comme base de calcul une consommation électrique de 59,8 kWh/kg d'hydrogène et un facteur d'utilisation de 97 %, ont été utilisés.

Figure 29. Impact de l'hydrogène vert sur la réduction d'émissions de CO₂ -Secteur transport [47].

Dans ce contexte, en supposant que si l'on voulait remplacer tous les carburants consommés en 2020 au Québec (~369 000 barils/jour) par de l'hydrogène (avec un taux de conversion de 47,3 kg H₂/baril), il serait nécessaire de produire 17 454 T/jour d'hydrogène (6,37 MT/an). En tenant compte de l'efficacité des moteurs et des piles à combustible, cela nécessiterait une capacité d'électrolyse de ~34 GW et une consommation d'énergie de ~300 TWh (presque deux fois la production d'Hydro-Québec), avec un investissement nécessaire de ~47 milliards de dollars [47].

3.3. ACTEURS PRINCIPAUX AU CANADA ET AU QUÉBEC

Le Canada a un grand potentiel pour le déploiement des véhicules à émissions nulles, principalement en raison de deux facteurs : i) il a un avantage en termes de R&D de la technologie des piles à combustible à hydrogène pour les véhicules, considérant qu'en 2018, il comptait le plus grand nombre d'installations de recherche sur l'hydrogène et les piles à combustible dans le monde et avait déployé le plus grand nombre de projets de démonstration ; et ii) en 2019, il représentait environ 2,3 % de la production mondiale de poids lourds (y compris toute la production de

véhicules et pas seulement la production de véhicules à émissions nulles) et 7 % de la production de véhicules commerciaux légers [61].

Le pays compte également des entreprises qui se consacrent à la fabrication de différents composants de véhicules et de piles à hydrogène pour les véhicules moyens et lourds, ce qui les positionne comme des acteurs clés de la décarbonisation du secteur. Au Québec, par exemple, l'entreprise Lion se spécialise dans la conception, la construction et l'assemblage de composants pour les véhicules électriques, y compris les châssis, les batteries et les carrosseries pour les autobus scolaires électriques, les minibus pour les besoins du transport urbain et les camions urbains tels que les collecteurs d'ordures [61]. Il convient également de citer des entreprises telles que le groupe NFI (anciennement New Flyer), situé à Winnipeg, qui se concentre sur la fabrication d'autobus urbains et d'autocars électriques ; ElectroVaya, située en Ontario, qui fabrique des batteries au lithium-ion pour les autobus électriques, les chariots élévateurs et les camions de livraison ; Loop Energy et Ballard Power Systems, établies en Colombie-Britannique, qui se spécialisent dans la fabrication de piles à hydrogène pour les véhicules moyens et lourds [61].

Dans l'ensemble, l'avantage du Canada dans la R&D de la technologie des piles à combustible à hydrogène pour les véhicules lui confère un avantage en matière d'innovation dans la production de véhicules à zéro émission [61].

4. L'HYDROGÈNE POUR LES VÉHICULES LOURDS AU QUÉBEC

4.1. CONSIDÉRATIONS TECHNIQUES ET OPÉRATIONNELLES

4.1.1. Opérations dans des conditions climatiques de froid extrême

La Figure 30 résume les principales considérations techniques des différents modes de propulsion des camions.



Figure 30. Comparatif des différents modes de propulsion des camions [62].

Cependant, l'un des points qui distingue le Québec du reste du monde est le paramètre que doivent respecter les véhicules lourds lorsqu'ils circulent dans des conditions de froid extrême. Il s'agit non seulement de la nécessité de démarrer et de fonctionner à basse température, mais aussi de prendre en compte les niveaux de risque qui doivent être atténués, comme la corrosion des équipements de stockage due à l'utilisation de sel pour dégivrer les voies, qui pourrait déclencher de l'électricité statique [63].

En ce qui concerne le premier aspect, il est nécessaire de reconnaître que les opérations par temps froid sont une réalité et le groupe motopropulseur alternatif doit pouvoir démarrer et fonctionner à des températures très basses. Les piles à combustible sont sensibles au gel ; cependant, le

processus de génération d'électricité par les piles à combustible génère de la chaleur qui permet des opérations entre -30 °C et $+45\text{ °C}$ sans impact sur les performances. Cette chaleur résiduelle peut également être utilisée pour garder la cabine du véhicule au chaud [15]. Pour un démarrage rapide à des températures au-dessous de zéro, les fabricants des piles à combustible comme la compagnie Canadienne Ballard ont introduit des kits, tels que des résistances chauffantes raccordables et un système de démarrage automatique des piles à combustible programmable, qui empêcheront celles-ci de geler en permettant un démarrage immédiat à des températures aussi basses que -20 °C [35]. Actuellement, les modifications apportées à la conception de la pile ont permis un démarrage à froid à partir de -30 °C et les objectifs de développement visent des démarrages à froid aussi bas que -40 °C [15]. Les systèmes de pile à combustible par temps froid ont été démontrés sur des bus à Whistler, Oslo et Aberdeen ; cependant, ils n'ont pas été testés dans des applications de camions ou même dans des conditions météorologiques plus extrêmes que l'on peut observer au Canada [15].

En ce qui concerne le deuxième aspect, des rapports tels que [15], [63] indiquent la nécessité d'éloigner les équipements des zones où des matériaux corrosifs peuvent être présents ou, au contraire, d'éviter l'application de sel ou la distribution de gravier à proximité des stations.

Dans ce contexte, d'un point de vue technique et en tenant compte du fonctionnement à basse température, la décarbonisation du transport routier lourd passe inévitablement par une conversion à l'électricité et à l'hydrogène [62]. Cependant, les contraintes opérationnelles tendent à favoriser les camions à hydrogène, dont les caractéristiques de performance sont similaires à celles du diesel [62]. Toutefois, il est clair que les gouvernements doivent investir dans des projets pilotes et de démonstration pour les applications des poids lourds afin de permettre un

déploiement plus rapide des VLPH, ainsi que dans des projets axés sur la mise à l'échelle de l'infrastructure de production et de ravitaillement en hydrogène vert afin qu'il soit économiquement compétitif [47].

4.1.2. La production d'hydrogène

Le déploiement de l'infrastructure de l'hydrogène pour le secteur des véhicules lourds pour le transport des marchandises devrait envisager la mise en œuvre de projets axés sur la production d'hydrogène vert, pour laquelle le Québec est stratégiquement positionné, grâce à ses ressources hydroélectriques abondantes et au faible coût de l'électricité, qui est l'un des principaux avantages de la province.

Il est également important de noter que l'une des principales mesures de la province pour la production d'hydrogène est l'allocation de 15 millions de dollars pour soutenir le développement de l'industrie de l'hydrogène vert par le biais du programme Technoclimat. De même, pour promouvoir la demande d'hydrogène vert, le gouvernement a élaboré le projet de loi 97 visant à modifier la Loi sur l'efficacité énergétique et les normes de conservation de l'énergie pour certains produits, qui devrait porter le seuil minimal d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel renouvelable à 5 % d'ici 2025 et à 10 % d'ici 2030 [64].

4.1.3. L'infrastructure du réseau de distribution

La décarbonisation du secteur des véhicules lourds par l'hydrogène vert est conditionnée par d'autres facteurs tels que l'infrastructure du réseau de distribution, qui doit être établie en accord avec les différentes parties prenantes (entreprises de transport, entreprises de production d'hydrogène, etc.) [47].

À cet égard, deux stratégies opposées ont été proposées [47] : la première, axée sur la mise en place d'un réseau territorial avec des SRH (comme dans le cas de l'Allemagne, du Japon et de la Corée), et la seconde, une approche pôle (HUB), basée sur la construction de quelques SRH à forte capacité, concentrés géographiquement, généralement au niveau des villes (comme dans le cas de la France et de Londres). La deuxième option est une stratégie de centralisation (un seul point de production et de ravitaillement en hydrogène), qui comprend l'approvisionnement des flottes captives, où une petite infrastructure de production et de distribution serait construite, évitant la construction de grands SRH difficiles à rentabiliser en raison du faible nombre actuel de véhicules à hydrogène [47].

Par ailleurs, la Figure 31 présente les résultats de simulation d'une stratégie de déploiement des SRH [62], qui considère deux scénarios : i) Les États-Unis et les provinces voisines ont adopté l'hydrogène comme carburant du camionnage au même niveau que le Québec; et ii) les États-Unis et les provinces voisines n'ont pas adopté l'hydrogène comme carburant du camionnage au même niveau que le Québec. Les principaux résultats comprennent : i) la priorisation de la construction de stations dans les régions de Montréal et de Québec, et pour les régions plus éloignées comme la Gaspésie, la Côte-Nord et l'Abitibi-Témiscamingue, l'installation des SRH relativement éloignées les unes des autres ; ii) l'importance de privilégier l'utilisation de l'hydrogène dans l'ensemble du réseau plutôt que la monétisation ; iii) l'importance de tenir compte de l'adoption des camions par les provinces/États voisins, car cela influencerait la demande d'hydrogène et le déploiement des stations [62].

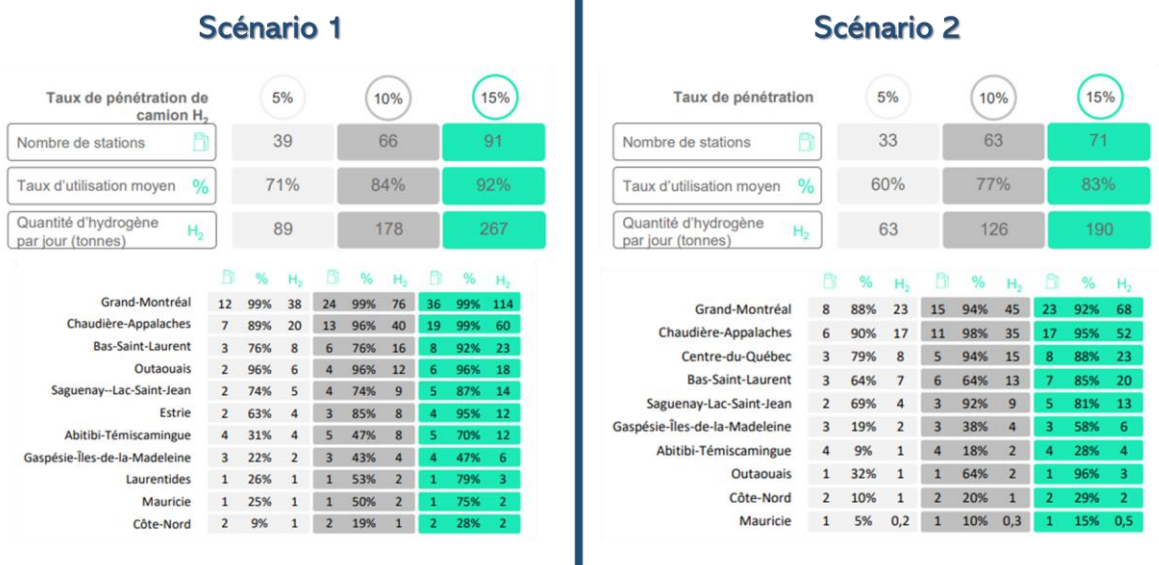


Figure 31. Stratégie de déploiement des stations H₂ [62].

Le nombre de camions et de stations au Québec et au Canada est encore peu développé ; des stratégies progressives de déploiement sont donc nécessaires. La création de grappes d'entreprises permettrait de partager les risques économiques de la conversion à l'hydrogène, et une fois la rentabilité et la maturité atteintes, les stations H₂ pourraient être plus spécifiques à chaque type d'utilisation. Les stratégies de déploiement comprennent [62]. :

- 2020-2025 : création de clusters régionaux intégrant l'ensemble de la chaîne de valeur à grande échelle.
- 2025-2030 : Expansion des centres, connexion des couloirs et développement de nouveaux centres.
- 2030-2050 : Déploiement pancanadien complet, et commerce et coopération interprovinciaux.

4.2. ÉVOLUTION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE

La Figure 32 présente l'évolution du cadre réglementaire dans la province en ce qui concerne le transport routier, défini par le gouvernement fédéral, mais soutenu par le gouvernement provincial, de 2013 à 2021, où l'on constate un contexte réglementaire de plus en plus structuré, avec un accent sur la transition énergétique.

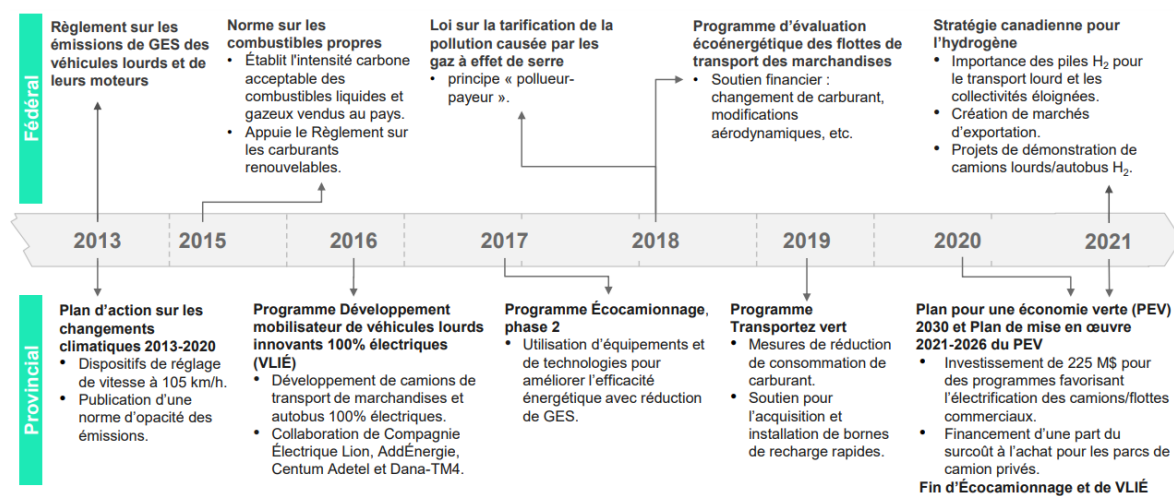


Figure 32. Évolution du cadre réglementaire dans le secteur du camionnage au Québec, 2013-2021 [62].

De plus, il est nécessaire d'ajouter la "Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et la bioénergie", qui a été récemment publiée par le gouvernement du Québec dans le but de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et de la bioénergie. Cette stratégie est divisée en 3 axes principaux, et chacun d'entre eux a deux objectifs, comme le montre la Figure 33. Le premier axe correspond à l'environnement commercial, qui vise à développer l'infrastructure de production et de distribution, ainsi qu'à accroître la demande d'hydrogène vert. Le second correspond à la connaissance et à l'innovation, axé sur le développement des capacités de recherche, industrielles et de main-d'œuvre. Et le troisième correspond à la

collaboration, l'information et la promotion, axée sur la mobilisation des acteurs nationaux et internationaux, ainsi que du secteur public et privé, pour participer au déploiement de l'hydrogène et le soutenir [65].

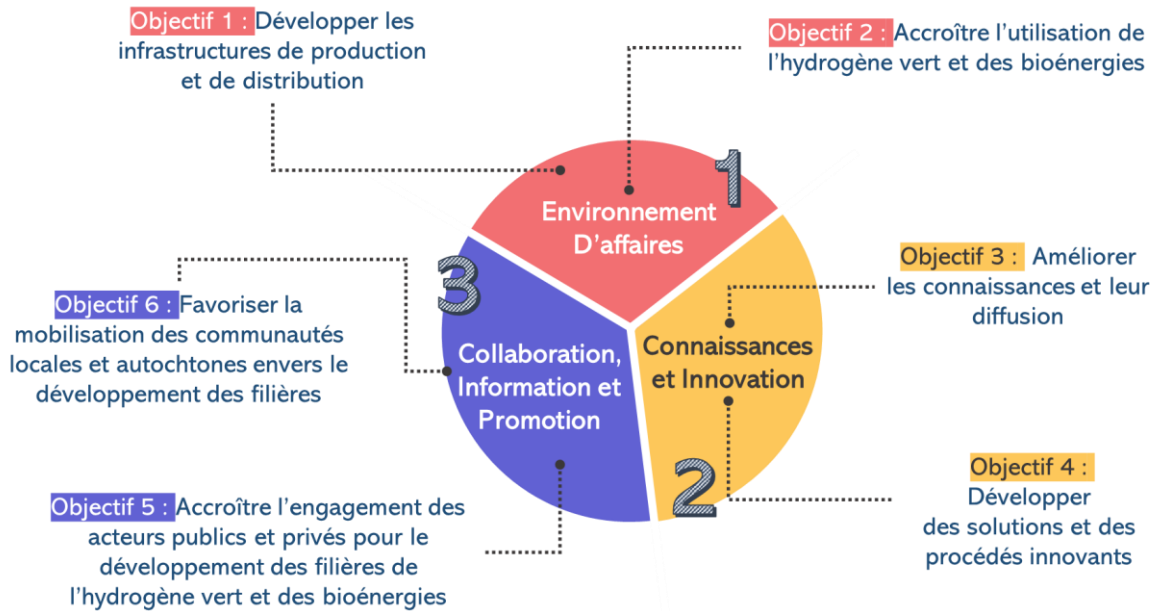


Figure 33. Trois axes et six objectifs pour décarboner, innover et rayonner. Adapté de [65].

4.3. OPPORTUNITÉS ET BARRIÈRES À LA MISE EN ŒUVRE

À un niveau international, on peut observer l'amélioration de la fonctionnalité technique et opérationnelle des véhicules à hydrogène, le déploiement des infrastructures de ravitaillement, le bénéfice pour les producteurs grâce au soutien des gouvernements en termes de politiques, de cadres réglementaires et de financement de la recherche et de l'innovation [66]. Cependant, le rythme de la transition vers les véhicules à hydrogène est encore très lent, étant donné les obstacles marqués tels que le coût d'acquisition, l'autonomie limitée par rapport aux véhicules à moteur diesel, ainsi que l'insuffisance des infrastructures de ravitaillement [66]. La Figure 34 résume les principaux obstacles et opportunités pour le

déploiement des camions à hydrogène sous l'angle technique, environnemental, économique et politique.

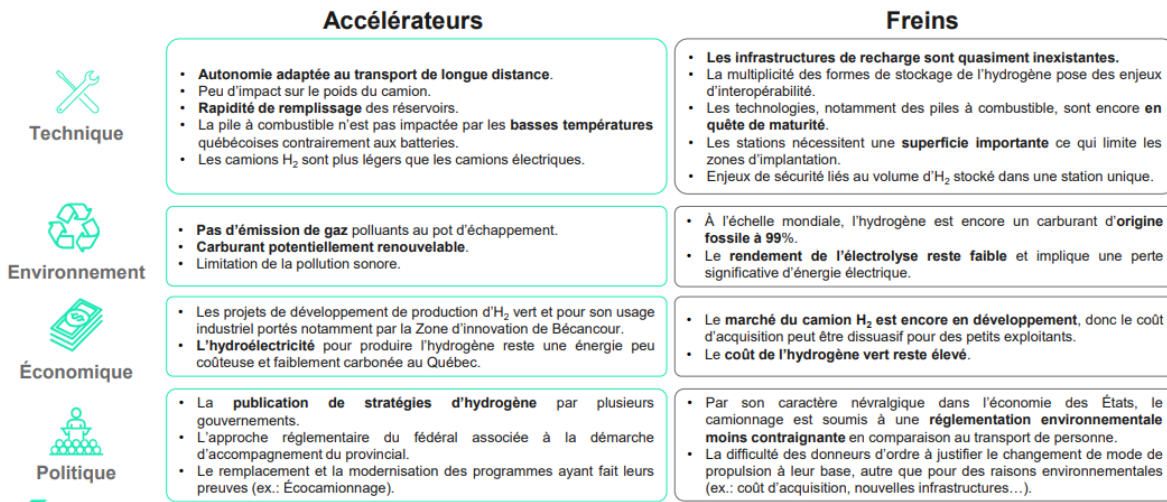


Figure 34. Accélérateurs et barrières pour le déploiement des camions H₂ [62].

L'hydrogène vert et la technologie associée pour son utilisation dans les poids lourds longue distance au Québec présentent des avantages évidents par rapport à d'autres modes de propulsion, et la province dispose d'opportunités supplémentaires telles que de faibles coûts énergétiques et des ressources hydroélectriques abondantes ; cependant, son déploiement nécessite de relever des défis fondamentaux similaires aux défis internationaux, tels que la production d'hydrogène vert, la maturité commerciale des véhicules et l'investissement massif dans l'infrastructure de distribution de l'hydrogène [62]. La Figure 35 présente les obstacles à l'adoption généralisée des véhicules à hydrogène en termes de priorité à traiter à court terme. Douze obstacles technologiques et dix obstacles non technologiques sont identifiés [33].

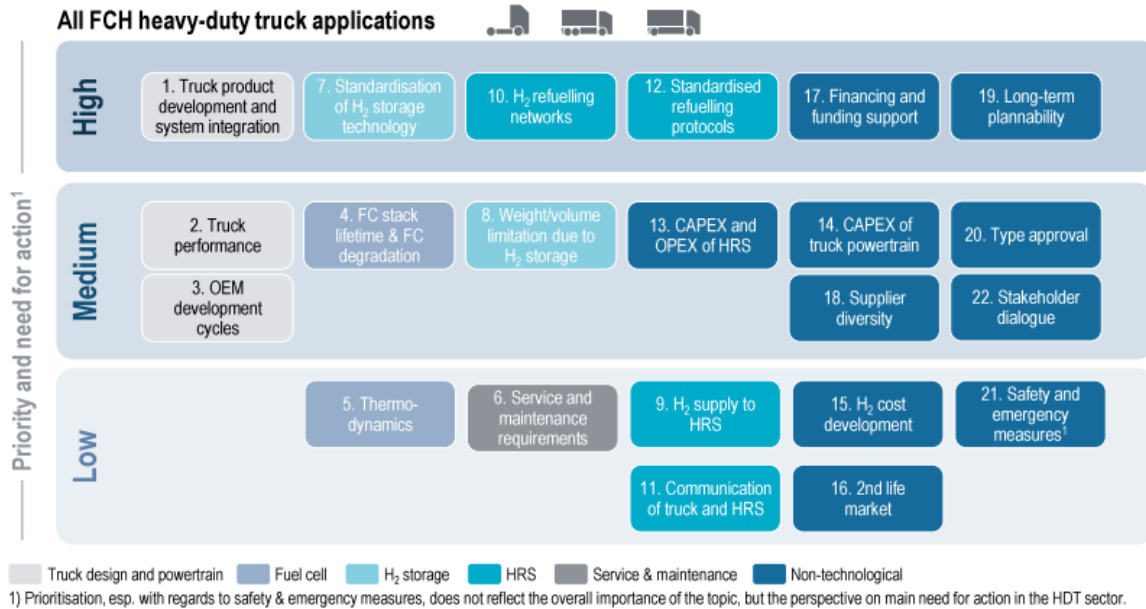


Figure 35. Vue d'ensemble des obstacles pour les VLPH et priorité pour la R&D à court terme [33].

Les obstacles technologiques sont associés aux défis techniques et au potentiel d'optimisation tout au long de la chaîne de valeur, tels que la conception des camions et du groupe motopropulseur, la résolution des problèmes spécifiques aux piles à combustible, le stockage de l'hydrogène à bord du véhicule, l'infrastructure de ravitaillement en hydrogène et les obstacles aux services de maintenance [33]. L'intégration et la normalisation des composants dans l'architecture existante des camions, la normalisation de la technologie de stockage de l'hydrogène à bord des véhicules, le déploiement de réseaux interconnectés de ravitaillement en hydrogène et l'établissement de protocoles de ravitaillement sont prioritaires à court et moyen terme [33].

Les obstacles non technologiques portent sur les aspects économiques, politiques, sociaux et juridiques, tels que les régimes de financement et les incitations spécifiques, l'articulation entre les réglementations, les codes et les normes applicables aux poids lourds, la garantie d'une planification

politique pour la "technologie de pointe de l'avenir" et les projets d'éducation sociétale pour l'acceptation de la technologie [33]. De même, il est nécessaire de donner la priorité à des aspects tels que le financement et le soutien à la commercialisation des technologies et des composants des véhicules, l'incitation politique à long terme et la planification technologique par le biais de stratégies nationales et provinciales, ainsi que des réglementations articulées, des protocoles standardisés et des processus de sécurité normalisés [33].

Dans ce contexte, s'il reste des obstacles technologiques et non technologiques à surmonter pour accélérer la mise sur le marché des VLPH, aucun d'entre eux ne constitue un obstacle au développement du marché [33]. Ainsi, les stratégies d'orientation pour le développement du secteur doivent intégrer le capital physique et intellectuel existant (brevets, savoir-faire) des fabricants, ainsi que recevoir l'impulsion des gouvernements fédéral et provinciaux concernant l'adoption des véhicules à hydrogène, considérant que pour des raisons économiques et politiques, l'augmentation de la part de marché des véhicules à émission zéro et l'expansion de la capacité industrielle nationale vont de pair [66].

En ce sens, le fait d'attirer des partenaires internationaux, de jouer un rôle actif dans le renforcement des capacités, de définir des mécanismes de soutien financier, d'établir des cadres stratégiques compatibles avec d'autres objectifs politiques et industriels, ainsi que de tirer parti d'avantages tels que les ressources minérales, les capacités d'exploitation minière, de traitement et d'électrochimie nécessaires à la fabrication de batteries, ainsi que les forces en matière d'assemblage de véhicules, de main-d'œuvre qualifiée et de capacité de R+D, permettrait au Canada et au Québec d'accélérer le développement des VLPH [66].

Finalement, les Figures 36 et 37 présentent un résumé des conclusions et recommandations les plus importantes concernant les opportunités et les obstacles à la mise en œuvre de la technologie dans le secteur du transport routier lourd, du point de vue juridique, politique, financier, de l'approvisionnement, de la distribution et du transport.




	Constats	Recommandations
 Réglementaires	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Que ce soit au niveau des stations H₂ ou des camions H₂, l'industrie du transport a peu de références techniques et de normes sur lesquelles s'appuyer pour adopter la transition vers l'hydrogène. ➤ Étant un gaz très volatile, l'hydrogène nécessite des équipements qui garantissent la sécurité des installations. ➤ Une approche réglementaire définie par le fédéral associé à une démarche d'accompagnement du provincial. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Établir des normes et des guides techniques pour garantir la sécurité des installations et des équipements ainsi que leurs interopérabilités. ➤ Construire et intégrer les réglementations pour respecter les protocoles de sécurité et d'exploitation uniques des camions H₂, des stations-service et des garages.
 Politique	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Le Québec a mis en place un budget pour le développement de l'hydrogène vert. ➤ Les incitatifs à la décarbonation des activités du camionnage restent limités. ➤ La loi 67 favorise l'acquisition responsable tenant compte des principes de développement durable et de la protection de l'environnement ➤ Plusieurs constructeurs ont conçu des modèles de camion H₂ qui nécessitent d'être éprouvés à grande échelle et dans le temps. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Allouer des subventions complémentaires à la recherche et au développement de l'hydrogène pour le camionnage. ➤ Soutenir la création de grappes industrielles qui stimulent l'innovation dans le domaine de la mobilité lourde hydrogène. ➤ Dans la logique de la loi 67, le secteur public (et privé) a un rôle important à jouer en intégrant des critères de développement durable dans les achats de services de transport. ➤ Favoriser les projets pilotes qui mettent à l'épreuve les modèles de camions H₂ afin de déterminer des standards.
 Incitatifs financiers	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Les coûts et la superficie d'une station H₂ avec production sur site sont relativement élevés. ➤ Le coût d'un camion H₂ est également plus élevé à l'achat que son homologue au diesel/essence. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mettre en place des incitatifs à l'achat de camion H₂. ➤ Maintenir et rehausser les subventions pour les stations H₂. ➤ Attirer les investissements étrangers en assurant une prévisibilité réglementaire à moyen/long termes à l'industrie. ➤ Stimuler la création de consortiums privés pour mutualiser les investissements privés dans la mobilité lourde à H₂.

Figure 36. Constats et recommandations [62].




	Constats	Recommandations
 Approvisionnement et H₂ vert	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Le transport actuellement coûteux de l'hydrogène (autour de 10\$/kg). ➤ Un réseau de production d'hydrogène vert et des infrastructures de transport non suffisamment déployés pour approvisionner optimalement toutes les régions du Québec. ➤ La majorité de l'H₂ disponible est encore essentiellement gris. ➤ Le Québec a la capacité de produire de l'H₂ vert en grande quantité. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Définir une stratégie de mise en place du réseau d'approvisionnement en cohérence avec le réseau de distribution (stations H₂). C'est-à-dire, la stratégie de production de masse de sites à grande échelle Vs le besoin en production décentralisée pour assurer un approvisionnement à bas coût de zones éloignées. ➤ Poursuivre le soutien financier pour développer des sites de production d'hydrogène vert.
 Infrastructures de distribution	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Un réseau d'infrastructure de recharge hydrogène encore embryonnaire au Canada. ➤ Le Québec dispose d'espace, notamment au niveau des sorties d'autoroute où se concentrent les stations-service actuelles. ➤ Le camionnage a une dépendance avec les échanges internationaux. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Définir une stratégie de déploiement de stations H₂ incrémentale et en cohérence avec les besoins de l'industrie, aux niveaux provincial et régional, les initiatives devant se faire à l'échelle locale ➤ Étudier le potentiel de « reconditionnement » de certaines stations-service actuelles en station H₂. ➤ Arrimer la stratégie avec les provinces et États limitrophes. ➤ Soutenir la création de consortiums privés et publics qui feront vivre des projets pilotes sur un périmètre contrôlé.
 Camionnage vert	<ul style="list-style-type: none"> ➤ L'économie québécoise est dépendante du camionnage qui reste une source d'émissions de GES. ➤ Le parc de camion est vieillissant et dépend fortement des énergies fossiles. ➤ L'hydrogène a l'avantage de proposer une autonomie des camions et un temps de plein d'énergie équivalent aux camions diesel. ➤ Le Québec est un leader de la mobilité électrique en Amérique du Nord 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Prioriser le camionnage dans les stratégies de décarbonisation. ➤ Considérer les stratégies et le niveau d'adoption des technologies de l'hydrogène sur le territoire nord-américain. ➤ Tirer profit des opportunités de modernisation des flottes pour décarboner le transport lourd. ➤ Arrimer la stratégie d'électrification des transports à celle du passage à l'hydrogène pour assurer une complémentarité technico-économique de ces 2 technologies qui peuvent répondre à des cas d'usage différents.

Figure 37. Constats et recommandations [62].

5. CONCLUSIONS

Cette revue de la littérature a exploré l'utilisation potentielle de la technologie des piles à hydrogène vert dans le transport routier lourd au Québec, plus précisément dans les véhicules lourds de classe 8, en se concentrant sur l'identification des éléments qui devraient être considérés dans l'écosystème canadien et provincial. Dans la perspective de la transition des systèmes énergétiques projetés vers la réalisation des objectifs en matière de réduction des gaz à effet de serre, de nombreuses études menées par des institutions publiques et privées confirment l'importance et l'urgence de la décarbonisation du secteur des transports, par l'intégration des technologies BEV ou VPH. De même, on constate de grands progrès scientifiques en termes de conception et d'utilisation des technologies, ainsi que l'intérêt global des économies pour la mise en œuvre de projets et de programmes de démonstration en la matière.

Ce document s'est attaché à donner un relevé des développements les plus récents rapportés dans la littérature, tant sur le plan technique qu'économique, au niveau international, national et provincial. Cela a permis d'identifier que, bien que le Canada et le Québec aient montré un intérêt pour les projets de déploiement de l'hydrogène (production et utilisation), il reste encore beaucoup de chemin à parcourir en termes de définition de stratégies et de politiques d'investissement pour la mise en œuvre de projets pilotes, et la consolidation de cette industrie. Les projets de démonstration dans la province sont presque inexistants, alors que les projets de production et de distribution d'hydrogène vert se limitent principalement à des annonces par l'industrie de projets futurs. Dans le cas du déploiement du secteur des transports, aucun projet d'implantation de véhicules lourds à hydrogène n'existe actuellement au Québec.

D'autre part, il est important de reconnaître qu'il existe des interconnexions complexes entre les systèmes d'approvisionnement et les secteurs de la demande, et que celles-ci exercent une influence majeure sur la voie de la décarbonisation. Dans le cas du secteur du transport routier lourd au Québec, il s'agirait de mener des études en ce qui concerne les faisabilités économiques concernant les différents scénarios quant à l'établissement d'une infrastructure de production et ravitaillement en hydrogène. Il s'agit aussi de mener des projets de démonstration à petite et grande échelle afin de préparer le déploiement massif futur de la technologie.

Par ailleurs, bien que les contraintes opérationnelles du secteur du transport lourd privilégient l'hydrogène par rapport à d'autres moyens de propulsion pour les camions de classe 8, la transition réussie de l'ensemble du secteur nécessite une synergie avec les VEB pour assurer la complémentarité technique et économique de ces deux technologies, qui répondent à des cas d'utilisation différents [15].

Le déploiement de l'hydrogène vert et des véhicules à hydrogène nécessite sans aucun doute un soutien des pouvoirs publics à différents niveaux, dans la mesure où le manque de maturité de la mobilité hydrogène fait de cette technologie un produit de base dont le coût d'acquisition et d'exploitation est élevé. En ce sens, les incitations à l'achat de camions fonctionnant à l'hydrogène, les subventions aux stations H₂, la possibilité d'investissements étrangers et la création de consortiums sont des stratégies clés pour la stimulation de la technologie en faveur de la décarbonisation du secteur [62].

Bien que le Québec soit une province stratégique pour la production d'hydrogène vert à un prix compétitif, la majeure partie de l'hydrogène produite est grise [62]. Néanmoins, un grand intérêt a été montré pour le déploiement de l'hydrogène vert, à travers les différents projets de

production annoncés par les industries opérant dans la région, et les partenariats avec les centres de recherche et les agences de promotion du secteur. Toutefois, pour répondre à la demande future découlant de la transition énergétique du secteur du transport lourd, un réseau de production et une infrastructure de distribution beaucoup plus robustes sont nécessaires.

En ce qui concerne les infrastructures de distribution d'hydrogène, le Québec compte très peu de stations d'hydrogène et de projets visant leur déploiement. La définition d'une stratégie pour la construction progressive de stations H₂ est donc urgente, et doit être abordée en tenant compte des besoins de l'industrie au niveau des provinces, des régions et des États voisins, pour une meilleure rentabilité [62].

En ce qui concerne la réglementation, une approche réglementaire définie au niveau fédéral combinée à une approche de soutien par le gouvernement provincial devrait être intégrée pour fournir une réglementation plus spécifique sur les pratiques liées à l'utilisation de l'hydrogène vert dans le secteur, ainsi qu'un soutien financier aux différentes étapes de la mise en œuvre, y compris la recherche et le développement de la technologie, la production et la distribution de l'hydrogène vert, et les incitations aux consommateurs finaux [62]. Bien que le Québec ait établi un budget pour le développement de l'hydrogène, les incitations à la décarbonisation du secteur restent limitées [46].

RÉFÉRENCES

- [1] M. Moultak, N. Lutsey, and D. Hall, "Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles," *Int. Counc. Clean Transp.*, no. September, p. 53, 2017, [Online]. Available: www.theicct.org.
- [2] I. E. nouvelles LOSZKA Mickaël, MARTIN Rebecca, GUYON Olivier, LEDUC Pierre, "TRANPLHYN' Transports lourds fonctionnant à l'hydrogène," p. 94, 2022.
- [3] E. and C. C. Canada, "Canadian Environmental Sustainability Indicators: Greenhouse Gas Emissions," 2022. doi: 10.1016/B0-12-348530-4/00094-1.
- [4] Environment and Climate Change Canada, "National Inventory Report 1990 - 2020: GreenHouse Gas Sources and Sinks in Canada," 2022. [Online]. Available: https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/eccc/En81-4-2020-3-eng.pdf.
- [5] Environnement et Changement climatique Canada, "Plan de réduction des émissions pour 2030 -Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte," 2022.
- [6] Gouvernement du Québec, *Plan pour une économie verte 2030: Plan de mise en Œuvre 2022-2027*. 2022.
- [7] B. Sharpe, C. Buysse, J. Mathers, and V. Poudelet, "Objectif zéro émission," 2020. [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/01/Canada-race-to-zero-FR-oct2020.pdf>.
- [8] Z. P. Cano et al., "Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets," *Nat. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 279–289, 2018, doi: 10.1038/s41560-018-0108-1.
- [9] Hydrogen Council, "Roadmap towards zero emissions: The complementary role of BEVs and FCEVs," no. September 2021, p. 26, 2021, [Online]. Available: <https://hydrogencouncil.com/en/roadmap-towards-zero-emissions-bevs-and-fcevs/>.
- [10] B. Heid, M. Linder, A. Anna Orthofer, and M. Wilthaner, "Hydrogen: the Next Wave for Electric Vehicles?," *McKinsey Center for Future Mobility*, vol. 18, no. November. Mc Kinsey Company, pp. 1–7, 2017, [Online]. Available: [https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Automotive and Assembly/Our Insights/Hydrogen The next wave for electric vehicles/Hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles-final.ashx](https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Automotive%20and%20Assembly/Our%20Insights/Hydrogen%20The%20next%20wave%20for%20electric%20vehicles/Hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles-final.ashx).
- [11] S. Wanniarachchi, K. Hewage, C. Wirasinghe, G. Chhipi-Shrestha, H. Karunathilake, and R. Sadiq, "Transforming road freight transportation from fossils to hydrogen: Opportunities and challenges," *Int. J. Sustain. Transp.*, pp. 1–21, 2022, doi: 10.1080/15568318.2022.2068389.
- [12] L. Blanc -Février, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? mobilité," 2022, [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
- [13] K. Jiao et al., "Designing the next generation of proton-exchange membrane fuel cells," *Nature*, vol. 595, no. August 2020, pp. 361–369, 2021, doi: 10.1038/s41586-021-03482-7.
- [14] Government of Canada, "STRATÉGIE CANADIENNE POUR L'HYDROGÈNE:

- Saisir les possibilités pour l'hydrogène," 2020.
- [15] J. Lof, C. Mackinnon, G. Martin, and D. Layzell, "Survey of Heavy-Duty Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles and Their Fit for Service in Canada Survey of Heavy-Duty Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles," *Transit. Accel. Reports*, vol. 2, no. 1, 2020.
- [16] Gouvernement du Québec, "Véhicules en circulation, 2021." 2021, [Online]. Available: <https://www.donneesquebec.ca/recherche/dataset/vehicules-en-circulation/resource/f8f2865a-b33c-4e8f-828c-9b28188691a2>.
- [17] International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2022," 2022. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.
- [18] International Energy Agency -IEA, "Hydrogen – More efforts needed," *IEA Publications*, Sep. 2022. <https://www.iea.org/reports/hydrogen> (accessed Nov. 12, 2022).
- [19] C. Cunanan, M. K. Tran, Y. Lee, S. Kwok, V. Leung, and M. Fowler, "A Review of Heavy-Duty Vehicle Powertrain Technologies: Diesel Engine Vehicles, Battery Electric Vehicles, and Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles," *Clean Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 474–489, 2021, doi: 10.3390/cleantechnol3020028.
- [20] S. Li, N. Djilali, M. A. Rosen, C. Crawford, and P. C. Sui, "Transition of heavy-duty trucks from diesel to hydrogen fuel cells: Opportunities, challenges, and recommendations," *Int. J. Energy Res.*, vol. 46, no. 9, pp. 11718–11729, 2022, doi: 10.1002/er.8066.
- [21] D. A. Cullen *et al.*, "New roads and challenges for fuel cells in heavy-duty transportation," *Nat. Energy*, vol. 6, no. 5, pp. 462–474, 2021, doi: 10.1038/s41560-021-00775-z.
- [22] France Hydrogène, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? mobilité," 2022. [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
- [23] S. Mojtaba Lajevardi, J. Aksen, and C. Crawford, "Comparing alternative heavy-duty drivetrains based on GHG emissions, ownership and abatement costs: Simulations of freight routes in British Columbia," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 76, pp. 19–55, 2019, doi: 10.1016/j.trd.2019.08.031.
- [24] G. Kalghatgi, "Is it really the end of internal combustion engines and petroleum in transport?," *Appl. Energy*, vol. 225, no. February, pp. 965–974, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.076.
- [25] J. Van Mierlo *et al.*, "Beyond the state of the art of electric vehicles: A fact-based paper of the current and prospective electric vehicle technologies," *World Electr. Veh. J.*, vol. 12, no. 1, pp. 1–26, 2021, doi: 10.3390/wevj12010020.
- [26] W. D. Huang and Y. H. P. Zhang, "Energy efficiency analysis: Biomass-to-wheel efficiency related with biofuels production, fuel distribution, and powertrain systems," *PLoS One*, vol. 6, no. 7, pp. 1–10, 2011, doi: 10.1371/journal.pone.0022113.
- [27] H. Liimatainen, O. van Vliet, and D. Aplyn, "The potential of electric trucks – An international commodity-level analysis," *Appl. Energy*, vol. 236, no. August 2018, pp. 804–814, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.017.
- [28] Delrieu Frederic, "L'hydrogène vert pour accélérer la décarbonation du transport lourd. Webinaire InnovÉÉ et Hydrogène Québec," Mar. 16, 2022. <https://innovee.quebec/evenement/lhydrogene-vert-pour-accelerer-la>

- decarbonation-du-transport-lourd/ (accessed Nov. 24, 2022).
- [29] J. Kast, R. Vijayagopal, J. J. Gangloff, and J. Marcinkoski, "Clean commercial transportation: Medium and heavy duty fuel cell electric trucks," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 7, pp. 4508–4517, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.129.
- [30] J. Kast, G. Morrison, J. J. Gangloff, R. Vijayagopal, and J. Marcinkoski, "Designing hydrogen fuel cell electric trucks in a diverse medium and heavy duty market," *Res. Transp. Econ.*, vol. 70, pp. 139–147, 2017, doi: 10.1016/j.retrec.2017.07.006.
- [31] M. K. Tran and M. Fowler, "Sensor fault detection and isolation for degrading lithium-ion batteries in electric vehicles using parameter estimation with recursive least squares," *Batteries*, vol. 6, no. 1, 2020, doi: 10.3390/batteries6010001.
- [32] C. Robin, M. Gerard, A. A. Franco, and P. Schott, "Multi-scale coupling between two dynamical models for PEMFC aging prediction," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 11, pp. 4675–4688, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.040.
- [33] Y. Ruf, M. Baum, T. Zorn, A. Menzel, and J. Rehberger, "Fuel Cells Hydrogen Trucks: Heavy-Duty's High Performance Green Solution," 2020.
- [34] J. Lépine, "L'électrification des camions, un défi de taille Camions typiques," 2022.
- [35] C. Hunter, M. Penev, E. Reznicek, J. Lustbader, A. Birky, and C. Zhang, "Spatial and Temporal Analysis of the Total Cost of Ownership for Class 8 Tractors and Class 4 Parcel Delivery Trucks," 2021.
- [36] B. Sharpe and H. Basma, "A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks," *Theicct.Org*, no. February, 2022, [Online]. Available: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/purchase-cost-ze-trucks-feb22.pdf>0Awww.theicct.org.
- [37] J. Adams, "DOE H2 Heavy Duty Truck Targets," *Compress. Gas Storage Mediu. Heavy DutyTransportation Work.*, p. 15, 2020, [Online]. Available: www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19006_hydrog.
- [38] M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting Heavy Duty Transport," *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022, [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/techno-economics-of-a-new-hydrogen->.
- [39] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities," *IEA Publ.*, no. June, p. 203, 2019, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- [40] Hydro-Québec, "Comparison of electricity prices in major North American cities," 2022. [Online]. Available: http://www.hydroquebec.com/publications/en/comparison_prices/index.html5Cnhttp://www.hydroquebec.com/publications/en/corporate-documents/comparaison-electricity-prices.html.
- [41] Y. Ruf, M. Baum, T. Zorn, A. Menzel, and J. Rehberger, "Fuel Cells Hydrogen Trucks: Heavy-Duty's High Performance Green Solution," 2020.
- [42] Transport Routier, "Les camions électriques à hydrogène de Hyundai ont cumulé 5 millions de km en conditions réelles - Transport Routier," 2022.

- <https://www.transportroutier.ca/nouvelles/les-camions-electriques-a-hydrogene-de-hyundai-ont-cumule-5-millions-de-km-en-conditions-reelles/> (accessed Nov. 13, 2022).
- [43] John Max, "Hyundai Xcient hydrogen fuel cell trucks have driven 3M miles on Swiss roads - H2 News," Nov. 08, 2022. <https://www.hydrogenfuelnews.com/hydrogen-fuel-cell-trucks-xcient/8555822/> (accessed Nov. 13, 2022).
- [44] Innovation en Énergie Électrique, "Filière de l'hydrogène vert : Concertation et projections," 2022. [Online]. Available: www.innov-ee.ca.
- [45] NRCan, *Seizing the Opportunities for Hydrogen*. 2020.
- [46] P. A. Tanguy, L. Fradette, J. Chaouki, M. Neisiani, and O. Savadogo, "Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet A," 2020.
- [47] P. A. Tanguy, L. Fradette, J. Chaouki, M. Neisiani, and O. Savadogo, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet C*. 2020.
- [48] J. Whitmore and P.-O. Pineau, "État de l'énergie au Québec -Chaire de gestion du secteur de l'énergie -HEC MONTRÉAL. Préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles," Montréal, 2022.
- [49] J. Roy and M. Demers, "La filière de l'hydrogène : un avantage stratégique pour le Québec," 2019.
- [50] M. Neisiani, O. Savadogo, L. Fradette, J. Chaouki, and P. A. Tanguy, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique - Volet B*. 2020.
- [51] G. Di Marcoberardino, S. Foresti, M. Binotti, and G. Manzolini, "Potentiality of a biogas membrane reformer for decentralized hydrogen production," *Chem. Eng. Process. - Process Intensif.*, vol. 129, no. April, pp. 131–141, 2018, doi: 10.1016/j.cep.2018.04.023.
- [52] J. Berbeau-Baril, M.-L. Arpin, and P.-O. Roy, *Étude sur le potentiel technico-économique du développement de la filière de l'hydrogène au Québec et son potentiel pour la transition énergétique -Volet D*. 2020.
- [53] US Department of Energy, "Alternative Fuels Data Center: Hydrogen Fueling Station Locations," 2022. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_locations.html#/find/nearest?fuel=HY&hy_nonretail=true (accessed Nov. 17, 2022).
- [54] Hydrogen Technology & Energy Corporation, "Station Status - HTEC," Nov. 2022. <https://www.htec.ca/station-status/> (accessed Nov. 17, 2022).
- [55] L. Martin, "L'hydrogène, le nouvel eldorado énergétique au Canada? | Radio-Canada.ca," Dec. 16, 2020. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1757487/strategie-canadienne-hydrogene-transition-energetique> (accessed Nov. 20, 2022).
- [56] J. Roy, D. Ph, M. Demers, and D. Ph, "La filière de l'hydrogène : un avantage stratégique," 2019.
- [57] Ressources Naturelles Canada -Gouvernement du Canada, "Hydrogène et piles à combustible : état du secteur et utilisation des véhicules au Canada,"

- Aug. 06, 2020. <https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transport-carburants-remplacement/hydrogene-et-piles-combustible-etat-du-secteur-et-utilisation-des-vehicules-au-canada/hydrogene-et-piles-combustible> (accessed Nov. 20, 2022).
- [58] D. J. Kube, "Purolator 's 'Greening The Fleet' Initiative – On The Road And Reducing Greenhouse Gas Emissions," pp. 1-12, 2014.
- [59] AZETEC, "AZETEC.ca | AZETEC Project," 2022. <https://azetec.ca/azetec-project/> (accessed Oct. 09, 2022).
- [60] Emissions Reduction Alberta, "Best Challenge - Emissions Reduction Alberta." <https://www.eralberta.ca/best-challenge/> (accessed Oct. 09, 2022).
- [61] B. Allan *et al.*, "Canada's Future in a Net-Zero World," 2022. [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/canadas-future-in-a-net-zero-world/>.
- [62] A. Bonaldi, "L'hydrogène pour le transport longue distance de marchandises au Québec," 2021. [Online]. Available: https://www.sia-partners.com/system/files/document_download/file/2021-11/2021-11_Sia_Partners_-_Etude_H2_mobilite_lourde_au_Quebec.pdf.
- [63] Pacific Northwest National Laboratory, "Cylinder Handling and Securing | Hydrogen Tools," *Center for Hydrogen Safety*, 2022. <https://h2tools.org/bestpractices/cylinder-storage> (accessed Nov. 22, 2022).
- [64] Fasken Institute, "Promoting Hydrogen in Canada: Cross-Country Check-Up," Apr. 22, 2022. <https://www.fasken.com/en/knowledge/2022/04/20-promoting-hydrogen-in-canada-cross-country-check-up> (accessed Oct. 14, 2022).
- [65] Gouvernement du Québec, *Stratégie Québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030: Décarboner, innover, rayonner*. 2022.
- [66] J. Meadowcroft and Contributors, "Pathways to net zero: A decision support tool," 2021. [Online]. Available: www.transitionaccelerator.ca.
- [67] Hydro-Québec, "Tarif L – Affaires | Hydro-Québec," 2022. <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/tarif-l-industriel-clientele-grande-puissance.html> (accessed Nov. 19, 2022).

ADDENDUM : MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE ET
L'HYDROGÈNE LIQUIDE

Addendum

Moteur thermique à hydrogène et l'hydrogène liquide

Décembre 2022



TABLE DES MATIÈRES

1. MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE.....	1
1.1. Consommation énergétique.....	1
1.2. Coût total de possession.....	3
1.3. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie.....	5
1.4. Projets d'essai et démonstration.....	5
2. HYDROGÈNE LIQUIDE.....	7
2.1. Consommation énergétique.....	10
2.2. Coûts.....	11
2.3. Projets d'essai et démonstration.....	14
RÉFÉRENCES.....	15

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Cartographie de rendement effectif (en %) du moteur thermique à combustion d'hydrogène [3].....	2
Figure 2. TCO (en Euro) du poids lourd 44 t, durée de vie 12 ans. Adapté [3].	4
Figure 3. Analyse de sensibilité TCO poids lourd 44 t – (a) origine de l'hydrogène, et (b) kilométrage annuel. Adapté [3].....	4
Figure 4. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie. Adapté [3].....	5
Figure 5. Autonomie maximale réalisable - actuelle [10]......	9
Figure 6. Autonomie maximale réalisable - Future [10]......	9
Figure 7. Schéma de la chaîne d'approvisionnement livrant du H ₂ liquide par camions/citernes [13]......	12
Figure 8. Coût du ravitaillement en H ₂ (CAD\$/kg H ₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté de [13].	13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Comparaison de différentes méthodes de stockage de l'hydrogène. Adapté de [12].....	8
--	---

1. MOTEUR THERMIQUE À HYDROGÈNE

Étant donné que le secteur des transports dispose de très peu de vecteurs énergétiques à émissions nulles ou quasi nulles, l'hydrogène en tant que carburant présente un grand potentiel pour les moteurs à combustion interne de nouvelle génération, avec des émissions plus faibles et un rendement thermique plus élevé [1]. La technologie thermique à l'hydrogène consiste essentiellement à brûler de l'hydrogène par combustion dans un moteur thermique, de la même manière que pour les combustibles fossiles traditionnels [2]; dans ce cas, l'énergie chimique est directement convertie en énergie mécanique, via le moteur à combustion [3].

Bien qu'il ne s'agisse pas d'une technologie à émission zéro (puisque'elle émet des gaz, principalement des NO_x), elle a suscité l'intérêt non seulement de la communauté universitaire, mais aussi du secteur industriel, étant donné que les moteurs à combustion interne alimentés à l'hydrogène peuvent être développés en tant que source d'énergie unique ou en complément d'autres carburants, comme les hybrides ou les prolongateurs d'autonomie [1], ainsi que la facilité d'adaptation des véhicules [2], et la possibilité de tirer parti des technologies de pointe des moteurs à combustion interne, telles que la fiabilité, la durabilité, la chaîne d'approvisionnement existante, l'infrastructure de fabrication et de recyclage existante et l'accessibilité financière, font de cette technologie une solution à court terme très répandue pour accélérer l'introduction à grande échelle du H_2 sur le marché des transports [4].

1.1. Consommation énergétique

L'efficacité énergétique des moteurs à combustion interne dépend d'un certain nombre de facteurs. À titre d'exemple, un rapport récent indique

que le rendement d'un moteur à combustion interne diesel de 250 kW et 8 litres pour des autobus articulés et des autocars régionaux de 18 mètres est de 43 %, tandis que celui d'un moteur de 12,8 litres et 410 kW pour des camions de 44 tonnes et des excavatrices sur chenilles de 75 tonnes est de 46 % [3]. La Figure 1 présente la cartographie du rendement d'un moteur à combustion interne à hydrogène de 7,8 litres et 210 kW en fonction du régime moteur (tour par minute) et de la charge, où l'on peut voir que le rendement le plus élevé se situe près de la courbe de pleine charge à bas régime, avec un rendement maximal de 44 %, ce qui est similaire à son homologue diesel [3].

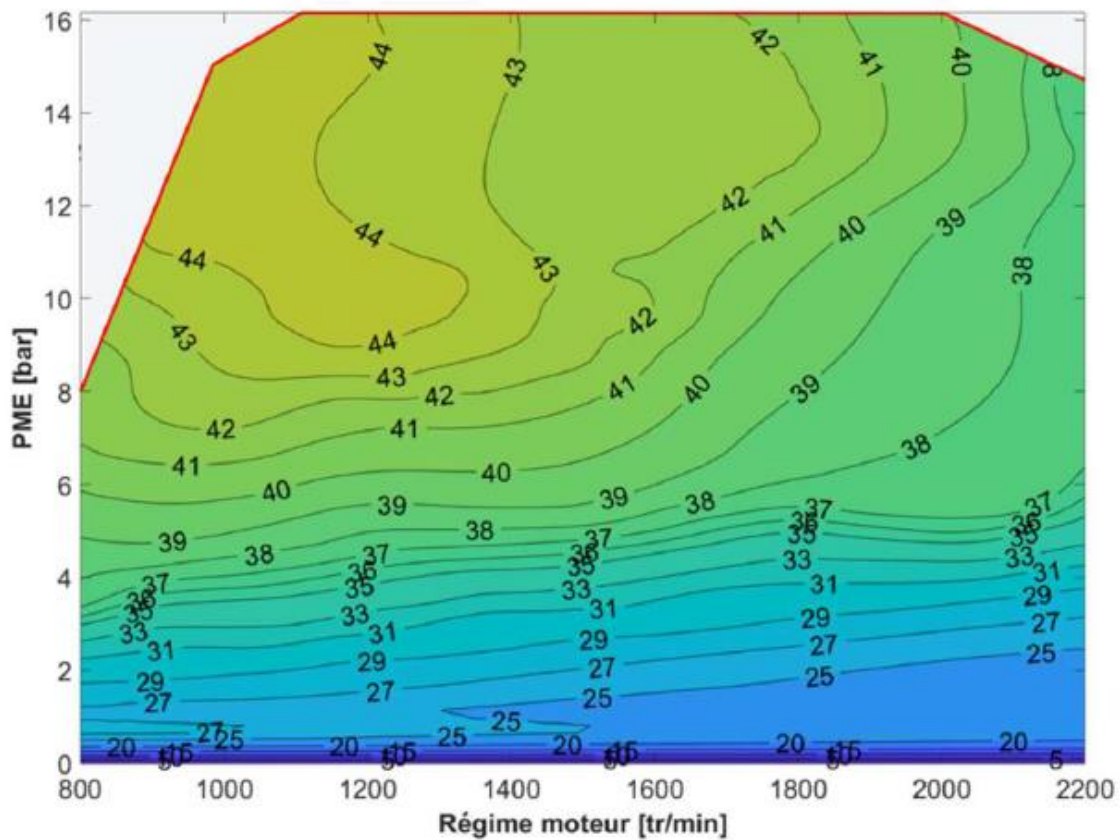


Figure 1. Cartographie de rendement effectif (en %) du moteur thermique à combustion d'hydrogène [3].

1.2. Coût total de possession

À l'instar de l'analyse réalisée avec les autres technologies (piles à hydrogène, batteries et diesel), le coût total de possession (TCO) des véhicules à moteur à combustion interne à hydrogène doit également prendre en compte non seulement l'investissement initial du véhicule, mais aussi les autres coûts supportés par l'opérateur, tels que le coût des éléments clés (par exemple, le moteur à combustion interne à hydrogène), la consommation d'énergie, entre autres [3]. Cependant, cette technologie présente un coût total de possession inférieur à celui d'autres technologies telles que les véhicules à pile à combustible (VPH), en raison de sa moindre dépendance à l'égard de matériaux rares et coûteux tels que les métaux des terres rares [4].

La Figure 2 présente une comparaison du coût total de possession d'un poids lourd de 44 tonnes avec deux rendements, l'un de 44 % et l'autre de 50 % (correspondant à une projection technologique à long terme), par rapport au coût d'un moteur à combustion interne fonctionnant au diesel. Il est important de noter que la plus forte augmentation du TCO des moteurs thermiques à hydrogène correspond à la consommation d'énergie et donc au prix élevé de l'hydrogène ; de même, il y a également une faible augmentation de l'investissement par rapport au diesel pour le réservoir d'hydrogène [3]. D'autre part, avec une légère amélioration de l'efficacité du moteur à hydrogène, une réduction du TCO de l'ordre de 9 % pourrait être obtenue, en raison de la réduction de la consommation d'H₂.

Dans le même ordre d'idées, la Figure 3 présente l'analyse comparative de la sensibilité du TCO pour les moteurs à combustion interne diesel et à hydrogène, en fonction de : (a) l'origine de l'hydrogène et (b) du kilométrage annuel du véhicule. Il est important de noter que plus le coût de l'hydrogène est faible - comme dans le cas de l'hydrogène gris -, le TCO

devient égal à celui du moteur thermique diesel ; de même, le TCO augmente avec le kilométrage annuel, en raison de la consommation d'énergie pendant toute la durée de vie du véhicule [3].

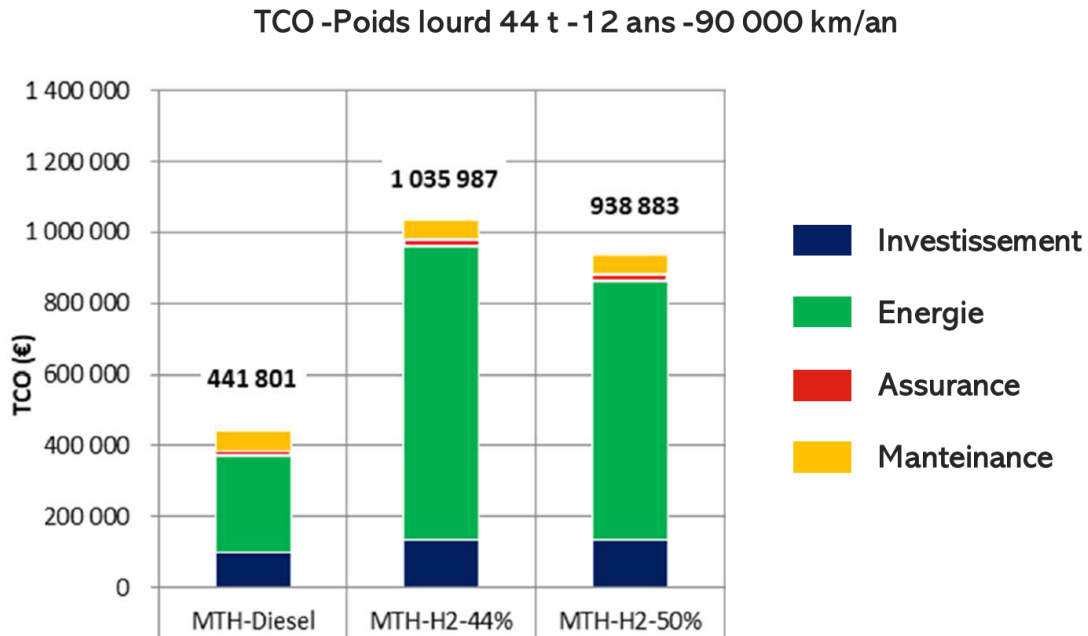
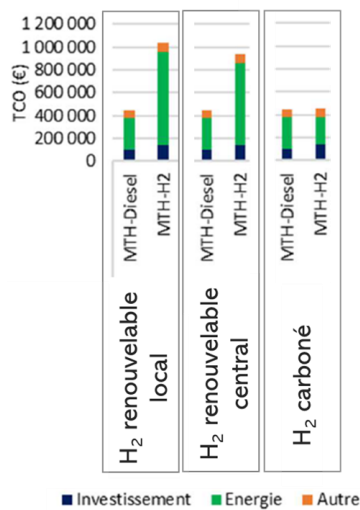


Figure 2. TCO (en Euro) du poids lourd 44 t, durée de vie 12 ans. Adapté [3].

(a) TCO en fonction de l'origine de H₂



(b) Sensibilité du TCO au kilométrage annuel

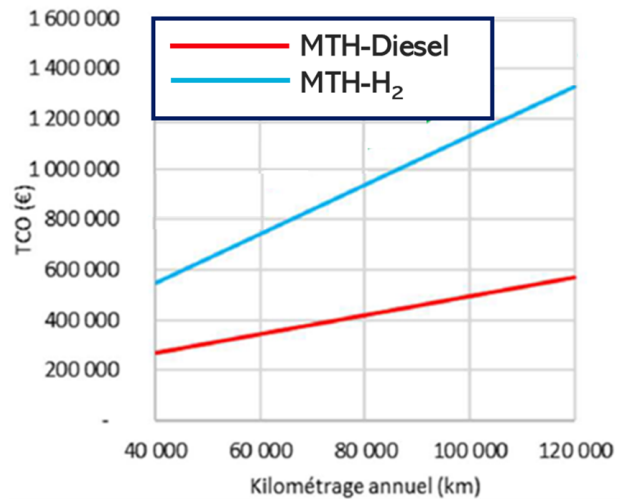


Figure 3. Analyse de sensibilité TCO poids lourd 44 t – (a) origine de l'hydrogène, et (b) kilométrage annuel. Adapté [3].

1.3. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie

La Figure 4 présente les émissions sur le cycle de vie d'un véhicule fonctionnant à l'hydrogène par rapport aux émissions d'un véhicule fonctionnant au diesel. La figure montre également que lorsque la source de production d'hydrogène est renouvelable, les émissions sont plus faibles que lorsqu'elle est produite à partir d'hydrogène contenant du carbone, ou d'hydrogène gris [3].

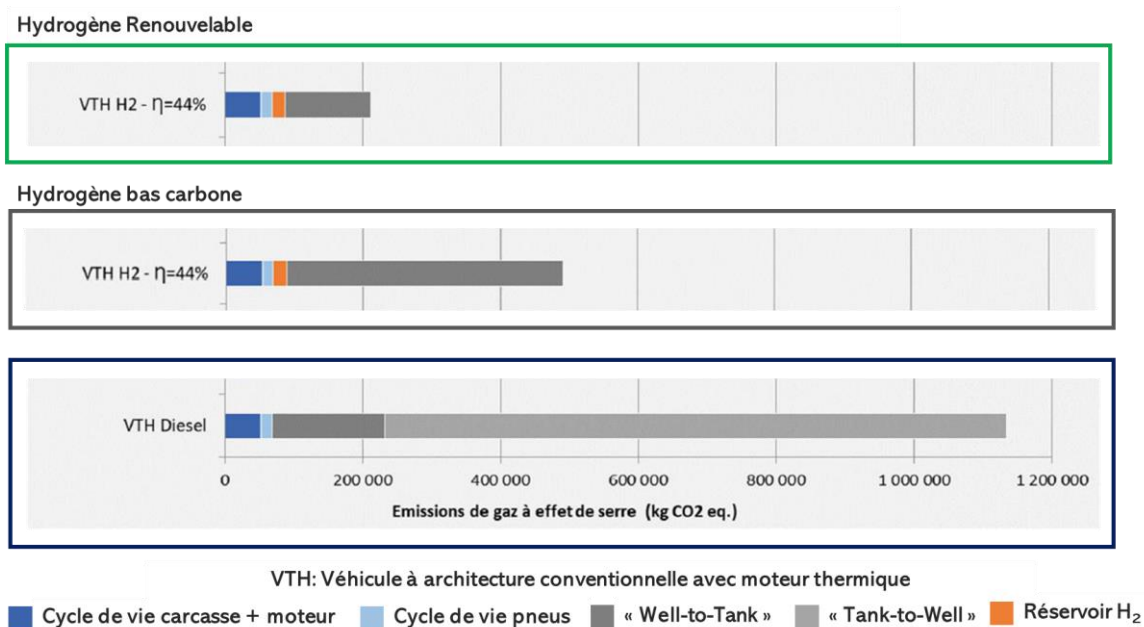


Figure 4. Émissions dans l'environnement -Cycle de vie. Adapté [3].

1.4. Projets d'essai et démonstration

Bien qu'à notre connaissance cette technologie ne soit pas encore disponible sur le marché, elle est étudiée par des constructeurs comme Iveco, Volvo Trucks ou Renault trucks [2]. De même, plusieurs autres constructeurs ont récemment annoncé leur intérêt pour le développement de camions équipés de moteurs thermiques à hydrogène, comme Cummins, qui présentera un camion de taille moyenne lors du

prochain salon des transports IAA à Hanovre (Allemagne), basé sur un camion Mercedes-Benz Atego 4x2 converti, doté d'un système de stockage d'hydrogène de grande capacité, d'une pression de 700 bars renforcée par des fibres de carbone et d'une autonomie pouvant atteindre 500 km [5].

Un autre projet phare récemment annoncé est celui des camions à moteur à combustion d'hydrogène (HyCET), un projet du ministère fédéral allemand du numérique et des transports (BMDV), dirigé par le groupe BMW, en partenariat avec DEUTZ AG, DHL Freight GmbH, KEYOU GmbH, TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH et le groupe Volvo, qui vise à développer deux camions de 18 tonnes et deux camions de 40 tonnes équipés de moteurs à combustion d'hydrogène qui seront testés dans la logistique de transport régulière du groupe BMW et de DEUTZ [6].

De même, différents producteurs de composants et de systèmes avancés d'alimentation en carburant ont également montré leur intérêt pour cette technologie, comme Westport Fuel Systems, qui travaille sur différents prototypes de moteurs thermiques à hydrogène et a récemment présenté à Bruxelles son nouveau système d'alimentation en carburant H₂ HPDI™ pour les poids lourds [7]. Un autre exemple est la collaboration entre First Automotive Works (FAW) et le Beijing Institute of Technology (BIT), qui développent un moteur à combustion interne à hydrogène d'une puissance maximale de 120 kW et d'un rendement thermique au freinage (BTE) de 42,6 % [8].

En ce sens, l'intérêt pour la technologie des moteurs à combustion interne à hydrogène est évident. Une fois maîtrisée, la mise à disposition de moyens de production de masse pourrait être rapide, car les équipements nécessaires seront similaires à ceux déjà utilisés dans les modèles à combustion, ce qui conduirait à des prix de véhicules attractifs [2].

2. HYDROGÈNE LIQUIDE

L'hydrogène se liquéfie à -253 °C , sa densité est alors 70.8 Kg/m^3 ce qui est très supérieure à celle de l'hydrogène gazeux (0.0838 Kg/m^3) dans les conditions normales de température et de pression. L'hydrogène comprimé à une pression standard de 70 MPa a une densité 1.8 fois inférieure à celle de l'hydrogène liquide d'où l'intérêt pour le stockage de l'hydrogène sous la forme liquide. L'hydrogène liquide est actuellement le mode préféré de stockage surtout pour les grandes quantités en vue d'un transfert éventuel par camion-citerne, train ou par bateau vers les lieux d'utilisation. Néanmoins, la plus grande perte d'énergie dans cette forme de stockage est dû aux coûts élevés du procédé de liquéfaction existant qui consomme entre (11.9 et 15) kWh par kg H_2 ce qui correspond à (35 à 45) % du pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène. Ceci contribue significativement au coût de liquéfaction qui est de (2.5-3.0) USD par kg H_2 [9].

L'hydrogène stocké sous forme liquide a été utilisé dans certains prototypes de véhicules alimentés en hydrogène. Bien que les réservoirs d'hydrogène liquide nécessitent moins d'espace que l'hydrogène comprimé, la très basse température nécessaire (-253 °C) exige une isolation thermique onéreuse afin de limiter les pertes par évaporation. L'hydrogène liquide a été largement utilisé, depuis plus de 50 ans, dans le domaine de l'aéronautique comme combustible pour les fusées et les lanceurs de satellites à cause de son contenu énergétique par unité de masse très élevé.

Une étude technique récente concernant la validation de la faisabilité d'un système de stockage et d'alimentation en hydrogène liquide pour poids lourds à pile à combustible a établi une comparaison entre les pourcentages en poids de l'hydrogène stocké par rapport au poids du réservoirs ainsi que pour les masses volumiques apparentes (bulk density)

pour des réservoirs embarqués sous pression à 350 bar et 700 bar et un réservoir pour l'hydrogène liquide [10]. Ainsi, le Tableau 1 présente cette comparaison. En outre, selon [11], les coûts des réservoirs de stockage d'hydrogène cryogénique sont beaucoup plus faibles que ceux des réservoirs de stockage d'hydrogène gazeux comprimé, ce qui se traduit par une réduction de 35 % du coût par unité de masse d'H₂ utilisable par rapport à la technologie de stockage d'hydrogène gazeux à 350 bars. Cependant, si cela en fait une technologie très compétitive [12], notamment en raison de la plus grande autonomie qu'elle offre, elle pose encore de nombreux défis techniques, réglementaires et logistiques, principalement liés à sa température de stockage, puisqu'elle nécessite des températures atteignant -253 °C [2], ce qui implique des pertes par évaporation dans le réservoir d'hydrogène, et une forte consommation d'énergie dans le processus de liquéfaction [12].

Tableau 1. Comparaison de différentes méthodes de stockage de l'hydrogène. Adapté de [10].

Type	Volume (L)	Poids de l'hydrogène (kg)	Densité (% en poids H ₂ /réservoir)	Masse volumique apparente (Bulk density) (g/L)
Hydrogène comprimé (35 MPa)	140x8	26	2.5	23
Hydrogène comprimé (70 MPa)	134x6	30	4.5	37
Hydrogène liquide	840x1	50	≥9	60

Afin de relever les principaux défis associés à cette technologie, l'hydrogène cryocomprimé fait actuellement l'objet de travaux de recherche et de développement. Il s'agit d'une méthode hybride combinant gaz comprimé et hydrogène liquide, où l'H₂ est comprimé à 300 bars et stocké entre -150 °C et -240 °C, ce qui offrirait des avantages tels qu'une densité plus élevée, un coût moindre, un poids réduit et une sécurité accrue [11].

Les Figures 5 et 6 présentent l'autonomie maximale d'un véhicule à hydrogène, en fonction des différentes technologies actuelles et futures de stockage de l'hydrogène. Il est évident que l'hydrogène liquide et l'hydrogène cryocomprimé offrent les plus grandes autonomies, atteignant 800 à 900 km dans les technologies actuelles et dépassant très probablement les 1 000 km en 2030 [11].

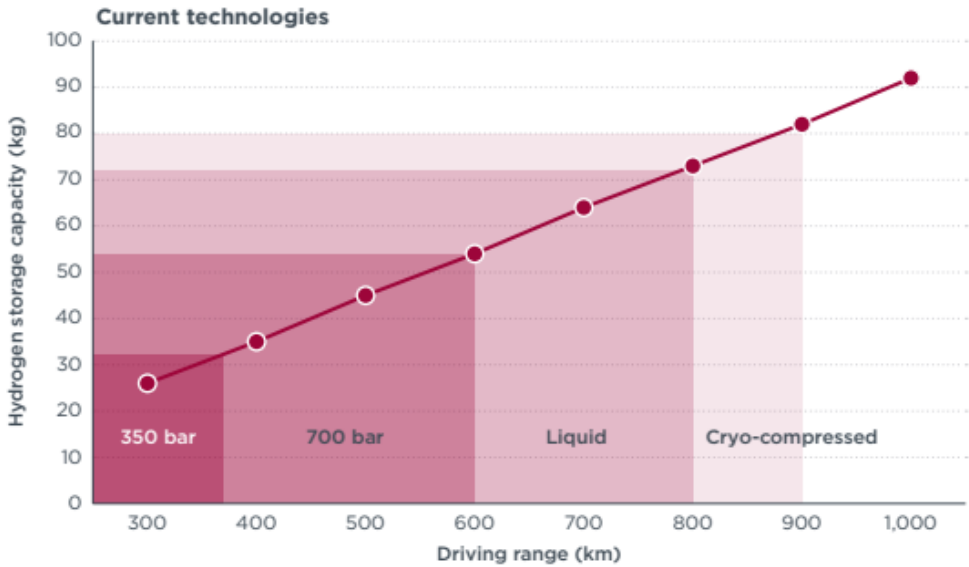


Figure 5. Autonomie maximale réalisable - actuelle [11].

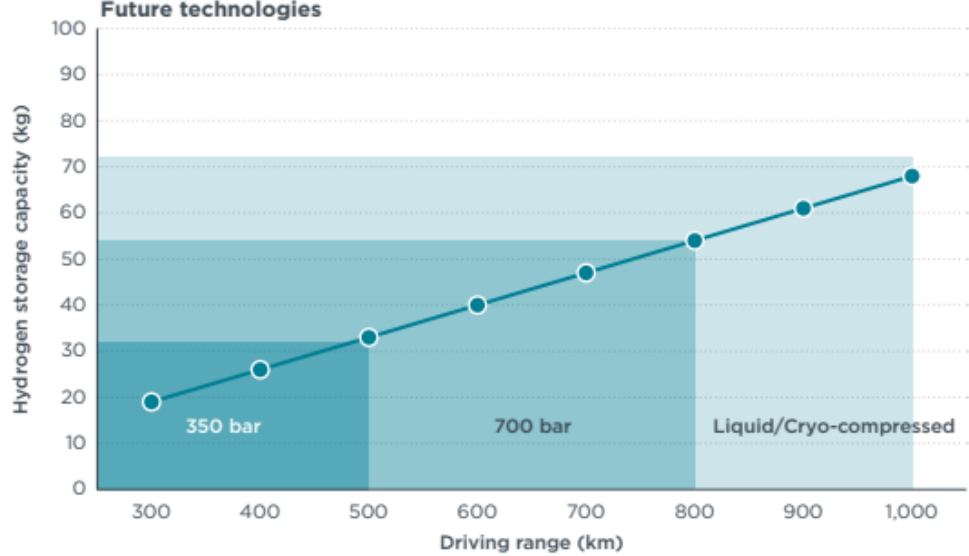


Figure 6. Autonomie maximale réalisable - Future [11].

En ce qui concerne le ravitaillement en hydrogène, pour l' H_2 comprimé à 35 MPa, il s'agit d'une technologie mature, avec des cas de mise en œuvre dans le monde entier, et dans une moindre mesure pour l'hydrogène comprimé à 70 MPa ; cependant, les systèmes de ravitaillement pour l'hydrogène liquide et cryocompressé sont en phase de développement et d'expérimentation, ce qui représente une autre contrainte majeure pour cette technologie [11]. Dans le même contexte, si l'on considère que l'énergie nécessaire pour comprimer et refroidir les différents types d'hydrogène peut varier de 2 à 6 kWh/kg pour l'hydrogène comprimé à 12 à 15 kWh/kg pour l'hydrogène liquide, le coût du combustible est nettement plus élevé dans ce dernier cas [11].

Le temps de ravitaillement est également très important pour les véhicules longue distance ; dans le cas de l'hydrogène comprimé, des taux de ravitaillement compris entre 1,67 kg H_2 /min et 4 kg H_2 /min ont été signalés, tandis que le taux de ravitaillement de l'hydrogène liquide pour les poids lourds n'est toujours pas clair, bien que le ministère américain de l'énergie vise 8 kg H_2 /min pour tous les types d'hydrogène d'ici 2030 [11].

2.1. Consommation énergétique

La plus grande consommation d'énergie de l'hydrogène comprimé est son processus de pressurisation, de sorte que pour pressuriser l'hydrogène à 70 MPa, la consommation d'énergie du compresseur est d'environ 6 kWh/kg H_2 [10]. Dans le cas de l'hydrogène liquide, les limites techniques des usines signifient que le processus de liquéfaction a une consommation d'énergie spécifique approximative de 12 à 15 kWh par kg de LH_2 [12] ; et bien que l'on puisse s'attendre à ce que dans le futur, dans un processus avancé avec le développement de la technologie et l'optimisation de l'équipement, la consommation d'énergie approximative soit réduite à 7 kWh par kg de LH_2 , elle serait toujours plus élevée que pour l'hydrogène comprimé [10].

Cependant, pour le transport de l'hydrogène sur de longues distances, transporter l'hydrogène liquide nécessite moins d'énergie, de sorte que pour une distance de transport de 200 km, la consommation d'énergie du transport d'hydrogène comprimé est de 1,4 kWh/kg, tandis que la consommation d'énergie du transport d'hydrogène liquide est de 0,154 kWh/kg [10]. En outre, l'hydrogène liquide lui-même peut satisfaire à l'exigence de température de remplissage de -40 °C, ce qui permet d'économiser la consommation d'énergie du système de pré-refroidissement par rapport à l'hydrogène comprimé [10]. Enfin, grâce aux densités de stockage de l'hydrogène plus élevées, cette technologie pourrait réduire le nombre de ravitaillements en hydrogène d'environ 30 % par rapport à l'hydrogène comprimé à 700 bars [10].

2.2. Coûts

Le coût du ravitaillement en hydrogène comprend la production, le transport et la purification, ainsi que la livraison finale aux stations de ravitaillement. Dans un rapport récent, il a été indiqué qu'un système de transport d'hydrogène liquide pourrait être compétitif et plus économique que d'autres systèmes de transport tels que l'hydrogène comprimé dans des remorques tubulaires (TT) transportées par camion vers les stations, ou l'hydrogène comprimé dans des pipelines vers les stations [13]. La Figure 7 présente un schéma simulé de transport d'hydrogène liquide dans des réservoirs cryogéniques transportés par camion jusqu'à des stations, où l'H₂ est produit et purifié dans une station centralisée, puis transmis à une unité de liquéfaction et à une installation comprenant des équipements de pompage et de stockage, où finalement un camion livrera l'H₂ liquide à une station de ravitaillement à une distance de 5, 40 ou 300 km [13].

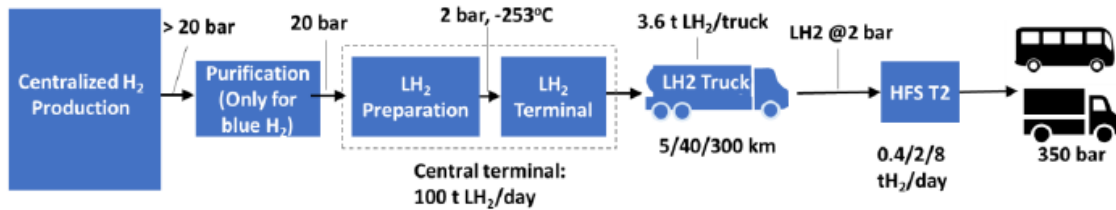


Figure 7. Schéma de la chaîne d'approvisionnement livrant du H₂ liquide par camions/citernes [13].

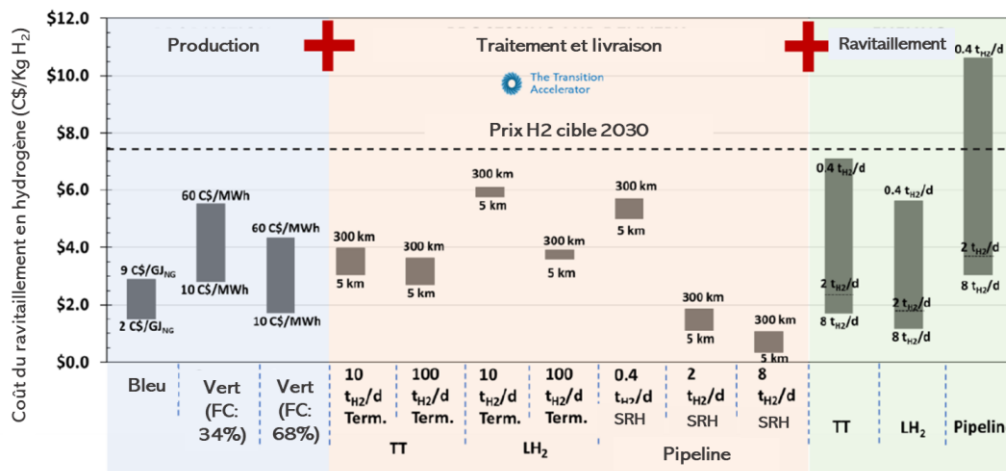
Dans ce scénario, et sans tenir compte des coûts de production de l'hydrogène (qui varient selon les méthodes de production et la quantité de carbone présente - hydrogène gris, bleu ou vert), il a été rapporté que [13] :

- Le coût résultant de la purification centrale serait de 0,04-0,05 \$CAN/kg de H₂.
- L'installation et l'exploitation des terminaux d'hydrogène varient considérablement en fonction de l'échelle de production ; en ce sens, pour l'hydrogène liquide, l'installation et l'exploitation sont nettement plus coûteuses, avec des coûts annualisés totaux de ~20 millions CAD/an contre ~8 millions CAD/an pour un terminal d'H₂ comprimé, à une échelle de 10 tH₂/jour. Toutefois, si l'on considère une échelle de 100 tH₂/jour, ces coûts peuvent dépasser 120 millions CAD/an pour le terminal de LH₂, contre 60 millions CAD/an pour le terminal de H₂ comprimé. Il est important de considérer que les coûts plus élevés de ce processus sont dus à la consommation d'énergie durant le processus de la liquéfaction.
- Le transport par camion du LH₂ est moins cher que le TT et l'avantage du transport par camion du LH₂ augmente avec la distance. La plus grande capacité des camions de LH₂ permet de ravitailler plusieurs stations en un seul voyage et, bien que les réservoirs de LH₂ coûtent plus cher que les réservoirs de TT, le coût de transport par unité de H₂ livrée est inférieur en raison d'une plus grande capacité. Des études

similaires ont indiqué que le coût du transport à longue distance de l'hydrogène liquide est d'environ 72 USD\$/t, contre 474 USD\$/t pour le transport à longue distance de l'hydrogène comprimé [10].

- Les stations d'hydrogène liquide ont un coût par kg inférieur à celui des autres modes de distribution de l'hydrogène ; toutefois, les coûts élevés du processus de liquéfaction les rendent non viables économiquement.

Dans ce contexte, le coût de ravitaillement de l'hydrogène liquide est considérablement inférieur à celui de l'hydrogène comprimé, comme le montre la Figure 8, qui compare les trois modes de ravitaillement (comprimé, liquide et comprimé dans des pipelines) ; toutefois, les coûts totaux d'approvisionnement sont fortement affectés par le processus de liquéfaction, qui pourrait être réduit si des installations à grande échelle sont mises en œuvre [13].



Note : i) Les coûts ont été calculés en supposant un retour sur investissement de 8 % des coûts en capital et sont rapportés en dollars canadiens de 2019 (C\$). ii) L'analyse a été effectuée dans l'hypothèse d'un grand centre H₂ desservant de multiples stations-service d'hydrogène (SRH). iii) Trois distances de livraison différentes ont été analysées : 5 km, 40 km ou 300 km. iv) Le compresseur central, le terminal TT, le liquéfacteur et les terminaux LH₂ sont supposés être situés sur/près du site de production et sont conçus comme des installations à grande échelle (10-100 tH₂/jour). v) Les SRH ont été analysés à trois échelles différentes : 0,4 tH₂/jour, 2 tH₂/jour et 8 tH₂/jour et distribuant du H₂ à 350 bars. vi) Les grandes canalisations de transport ont été modélisées pour transporter 300 tH₂/jour sur une distance de 295 km et 100 tH₂/jour sur 35 km). vii) FC= Facteur de capacité.

Figure 8. Coût du ravitaillement en H₂ (CAD\$/kg H₂) pour les différentes chaînes d'approvisionnement. Adapté de [13].

Enfin, il existe d'autres coûts, qui n'ont pas encore été entièrement calculés, liés aux matériaux primaires des systèmes de stockage de l'hydrogène ; on sait toutefois que l'acier inoxydable est utilisé pour l'hydrogène liquide, qui est moins cher que les matériaux composites en fibre de carbone qui doivent être utilisés dans les systèmes à hydrogène comprimé [10].

2.3. Projets d'essai et démonstration

L'un des projets les plus intéressants dans ce domaine est celui de DAIMLER, qui a annoncé son intention de produire des camions à pile à combustible en série, et qui travaille en collaboration avec des producteurs d'hydrogène sur des solutions de H₂ liquide permettant d'atteindre de longues distances. Le camion prototype GenH₂ de Mercedes-Benz est testé avec de l'hydrogène gazeux depuis avril 2021, en attendant la maturation des technologies de compression et de stockage de l'H₂ liquide [2]. Daimler Truck collabore également avec Linde au développement d'un nouveau procédé de traitement de l'hydrogène liquide [14].

A noter également le partenariat entre Air Liquide et Faurecia, qui vise à développer un système de propulsion alimenté par de l'hydrogène liquide stocké à bord. Pour cela, Faurecia sera chargé des systèmes de stockage, d'intégration et de mise à l'échelle des véhicules, tandis qu'Air Liquide se concentrera sur la production d'hydrogène, la cryogénie et la logistique de la chaîne d'approvisionnement. Selon les dernières informations, le partenariat a réalisé une étude de faisabilité technologique et économique avec des résultats très prometteurs sur les deux fronts, et le produit, actuellement en phase de prototype, devrait arriver sur le marché en 2027 [15]. Enfin, un autre projet intéressant est celui annoncé par Hyzon, en collaboration avec Chart Industries, pour la fabrication d'un véhicule commercial lourd alimenté par de l'hydrogène liquide et pouvant atteindre une autonomie de 1 000 miles [16].

RÉFÉRENCES

- [1] B. J. Shinde and K. Karunamurthy, "Recent progress in hydrogen fuelled internal combustion engine (H2ICE) - A comprehensive outlook," *Mater. Today Proc.*, vol. 51, pp. 1568–1579, 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2021.10.378.
- [2] L. Blanc -Février, "Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ? mobilité," 2022, [Online]. Available: www.france-hydrogene.org.
- [3] I. E. nouvelles LOSZKA Mickaël, MARTIN Rebecca, GUYON Olivier, LEDUC Pierre, "TRANPLHYN' Transports lourds fonctionnant à l'hydrogène," p. 94, 2022.
- [4] A. Onorati *et al.*, "The role of hydrogen for future internal combustion engines," *Int. J. Engine Res.*, vol. 23, no. 4, pp. 529–540, 2022, doi: 10.1177/14680874221081947.
- [5] Cummins H2-ICE concept truck - Cummins, "Hydrogen combustion truck set for German debut," *The Engineer*, 2022. <https://www.theengineer.co.uk/content/news/hydrogen-combustion-truck-set-for-german-debut/> (accessed Dec. 18, 2022).
- [6] BMW Group, "HyCET research project: Consortium promotes sustainable transport logistics using hydrogen trucks," Sep. 28, 2022. <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0403940EN/hycet-research-project:-consortium-promotes-sustainable-transport-logistics-using-hydrogen-trucks?language=en> (accessed Dec. 18, 2022).
- [7] Westport Fuel Systems, "Westport Fuel Systems - Hydrogen Mobility for Sustainable Heavy-Duty Transport, Westport Unveils Game-Changing Technology in Brussels," Sep. 28, 2022. <https://investors.wfsinc.com/news/news-details/2022/Hydrogen-Mobility-for-Sustainable-Heavy-Duty-Transport-Westport-Unveils-Game-Changing-Technology-in-Brussels/default.aspx> (accessed Dec. 18, 2022).
- [8] L. zhi Bao *et al.*, "Development of a turbocharged direct-injection hydrogen engine to achieve clean, efficient, and high-power performance," *Fuel*, vol. 324, no. PB, p. 124713, 2022, doi: 10.1016/j.fuel.2022.124713.
- [9] S. Z. Al Ghafri *et al.*, "Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities," *Energy Environ. Sci.*, vol. 15, no. 7, pp. 2690–2731, 2022, doi: 10.1039/d2ee00099g.
- [10] Q. Wang *et al.*, "Technical assessment and feasibility validation of liquid hydrogen storage and supply system for heavy-duty fuel cell truck," *2020 4th CAA Int. Conf. Veh. Control Intell. CVCI 2020*, no. Cvci, pp. 555–560, 2020, doi: 10.1109/CVCI51460.2020.9338639.
- [11] H. Basma and F. Rodríguez, "Fuel cell electric tractor-trailers: Technology overview and fuel economy," 2022. [Online]. Available: www.theicct.org.
- [12] M. Yang, S. Hu, F. Yang, L. Xu, Y. Bu, and D. Yuan, "On-board liquid hydrogen cold energy utilization system for a heavy-duty fuel cell hybrid truck," *World Electr. Veh. J.*, vol. 12, no. 3, 2021, doi: 10.3390/wevj12030136.
- [13] M. Adnan Khan, C. MacKinnon, P. Eng Cameron Young, and Pe. B. David Layzell, "Techno-Economics of a New Hydrogen Value Chain Supporting

Heavy Duty Transport,” *Transit. Accel. Reports*, vol. 4, no. 5, 2022, [Online]. Available: <https://transitionaccelerator.ca/techno-economics-of-a-new-hydrogen->.

- [14] Daimler Truck, “Development milestone: Daimler Truck tests fuel-cell truck with liquid hydrogen - Daimler Truck Media Site,” Jun. 27, 2022. <https://media.daimlertruck.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Development-milestone-Daimler-Truck-tests-fuel-cell-truck-with-liquid-hydrogen.xhtml?oid=51975637&ls=L2VuL2luc3RhbmNIL2tvL0dlbkgyLVRydWNRlnhodG1sP29pZD00NzQ2OTQ2MSZyZWxJZD02MDgyOSZmcm9tT2lkPTQ3NDY5NDYxJnJlc3VsdEluZm9UeXBISWQ9NDA2MjYmdmld1R5cGU9dGh1bWJzJnNvcnREZWZpbml0aW9uPVBVQkxJU0hFRF9BVC0yJnRodWliU2NhbGVJbmRleD0xJnJvd0NvdW50c0luZGV4PTUmZnJvbUluZm9UeXBISWQ9NDA2Mjg!&rs=3> (accessed Dec. 18, 2022).
- [15] Air Liquide, “Hydrogen mobility for heavy-duty: Air Liquide and Faurecia are on the case! | Air Liquide,” Sep. 06, 2022. <https://www.airliquide.com/stories/hydrogen/hydrogen-mobility-heavy-duty-air-liquide-and-faurecia-are-case> (accessed Dec. 18, 2022).
- [16] Deborah Lockridge, “Hyzon Looks to Liquid Hydrogen for up to 1,000-mile ZEV Range - Fuel Smarts - Trucking Info,” Jul. 29, 2021. <https://www.truckinginfo.com/10148327/hyzon-looks-to-liquid-hydrogen-for-up-to-1-000-mile-zev-range> (accessed Dec. 18, 2022).